Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale,, n. 200 del 27 agosto 2008 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Mercoledì, 27 agosto 2008** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06 85081

N. 202

AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni ARG/gas 102/08; ARG/elt 103, 105, 106, 108, 109, 110/08; ARG/gas 111, 112/08; ARG/elt 113/08; ARG/gas 114/08; ARG/elt 115/08; ARG/gas 118/08; ARG/elt 119/08.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 30 luglio 2008.

Approvazione delle proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2005, n. 166/05. (Deliberazione ARG/gas 102/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 luglio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- l'articolo 30 della legge 12 dicembre 2002, n. 273;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 22 aprile 2008 (di seguito: decreto 22 aprile 2008);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 17 luglio 2002, n. 137/02 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 137/02);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/05 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 166/05);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2005, n. 178/05 (di seguito: deliberazione n. 178/05);
- la deliberazione dell'Autorità 9 novembre 2005, n. 234/05;
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2007, n. 205/07 (di seguito: deliberazione n. 205/07);
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2007, n. 225/07 (di seguito: deliberazione n. 225/07);
- la deliberazione dell'Autorità 15 ottobre 2007, n. 260/07 (di seguito: deliberazione n. 260/07);
- la deliberazione dell'Autorità 15 aprile 2008, VIS 41/08 (di seguito: deliberazione VIS 41/08);
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08 (di seguito deliberazione ARG/gas 92/08);
- la deliberazione dell'Autorità 14 luglio 2008, VIS 65/08 (di seguito: deliberazione VIS 65/08).

Considerato che:

- le società Carbotrade S.p.A., Netenergy Service S.r.l. e Società Gasdotti Italia (di seguito: SGI) con lettere rispettivamente in data 28 marzo 2008 (prot. generale A/9242 del 1 aprile 2008), in data 31 marzo 2008 (prot. generale A/9931 del 7 aprile 2008) ed in data 31 marzo 2008 (prot. generale A/9453 del 2 aprile 2008), hanno presentato le proposte di cui all'articolo 16 della deliberazione n. 166/05 relative all'anno termico 2008-2009; e che tali proposte tariffarie sono risultate conformi ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 166/05;
- il Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas (di seguito: Consorzio della Media Valtellina) e la società Retragas con lettere in data 31 marzo 2008 (rispettivamente prot. generale A/8473 del 7 aprile 2008 e prot. generale A/9247 dell'1 aprile 2008), successivamente integrate e modificate con lettere in data 16 giugno 2008 (rispettivamente prot. generale A/18140 del 19 giugno 2008 e prot. generale A/18006 del 18 giugno 2008), hanno presentato le proposte di cui all'articolo 16 della deliberazione n. 166/05 relative all'anno termico 2008-2009; e che tali proposte tariffarie sono risultate conformi ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 166/05;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- la società Metanodotto Alpino S.r.l. con lettera in data 31 marzo 2008 (prot. generale A/9669 del 3 aprile 2008) ha presentato le proposte di cui all'articolo 16 della deliberazione n. 166/05 relative all'anno termico 2008-2009;
- gli uffici dell'Autorità hanno richiesto alla società Metanodotto Alpino S.r.l., in data 30 maggio 2008 (prot. generale P/15918 del 30 maggio 2008), una modifica della proposta tariffaria in modo da tenere conto del proporzionamento dei valori dei ricavi applicato per l'anno termico 2007-2008; e hanno informato la società che l'eventuale revisione del livello dei ricavi riconosciuti per l'anno termico 2008-2009, limitatamente agli *asset* trasferiti dalla rete di distribuzione alla rete di trasporto, avverrà qualora la società di distribuzione Metan Alpi Val Susa S.r.l. presenti istanza di determinazione del vincolo sui ricavi in regime individuale secondo le tempistiche definite in esito al provvedimento avviato con deliberazione n. 225/07 e qualora tale istruttoria si concluda positivamente;
- la società Metanodotto Alpino S.r.l. con lettera in data 16 giugno 2008 (prot. generale A/18246 del 20 giugno 2008) ha fornito le informazioni richieste e ha presentato una nuova proposta tariffaria; e che tale proposta tariffaria è risultata conforme ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 166/05;
- la società Edison Stoccaggio S.p.A. con lettera in data 31 marzo 2008 (prot. generale A/9536 del 2 aprile 2008) ha presentato le proposte di cui all'articolo 16 della deliberazione n. 166/05 relative all'anno termico 2008-2009 ai sensi dell'articolo 5 della deliberazione n. 166/05;
- gli uffici dell'Autorità hanno richiesto alla società Edison Stoccaggio S.p.A in data 4 giugno 2008 (prot. generale P/16212 del 4 giugno 2008), integrazioni alla proposta tariffaria e, al fine di un eventuale riproporzionamento dei ricavi di riferimento, evidenza che le opere di pertinenza della società relative alla realizzazione del metanodotto Cavarzere-Minerbio, funzionale all'immissione nella rete nazionale di gasdotti del Gnl rigassificato dal terminale di Rovigo, fossero state ultimate;
- con lettera in data 16 giugno 2008 (prot. generale A/17818 del 17 giugno 2008) Edison Stoccaggio S.p.A. ha trasmesso le informazioni richieste, l'attestazione da parte del legale rappresentante in merito al completamento delle opere di competenza e una nuova proposta tariffaria; e che tale proposta tariffaria è risultata conforme ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 166/05.

Considerato che:

- il Ministero dello Sviluppo Economico con decreto 22 aprile 2008, ha individuato l'elenco dei gasdotti classificati come reti di trasporto regionale ed in particolare ha disposto che i gasdotti gestiti dalla società di trasporto Gas Plus Trasporto S.r.l. siano classificati come reti di trasporto regionali con decorrenza dall'1 ottobre 2009;
- gli uffici dell'Autorità hanno comunicato alla società Gas Plus Trasporto S.r.l. in data 30 maggio 2008 (prot. generale P/15920 del 30 maggio 2008), con riferimento alla proposta tariffaria per l'anno termico 2008-2009 inviata dalla società in data 31 marzo 2008 (prot. generale A/9535 del 2 aprile 2008), che non esistono i presupposti per l'approvazione di detta proposta tariffaria.

Considerato che:

- con la deliberazione n. 234/05, l'Autorità ha avviato un procedimento per la modifica dei criteri tariffari di cui alla deliberazione n. 166/05 al fine di prevedere una revisione dei meccanismi di aggiornamento della quota di ricavo riconducibile ai costi sostenuti dall'impresa di trasporto per l'acquisto del gas destinato al funzionamento delle centrali di compressione ed all'integrazione delle perdite di rete;
- con deliberazione n. 205/07, l'Autorità ha previsto transitoriamente per l'anno termico 2007-2008 l'introduzione di un corrispettivo tariffario unitario CV^F, addizionale al corrispettivo unitario variabile, al fine di tenere conto dell'eventuale riconoscimento dei costi addizionali sostenuti dall'impresa di trasporto in merito all'acquisto del gas per la compressione e le perdite di rete; e che tale corrispettivo potrà essere determinato con specifico provvedimento dell'Autorità, solamente a seguito di una corretta quantificazione dei costi corrispondenti;
- al fine di completare il procedimento di cui al precedente alinea l'Autorità ha ritenuto necessario procedere ad approfondimenti che hanno evidenziato, nel periodo 2004-2006, un andamento anomalo del gas non contabilizzato e, poiché le analisi presentate da Snam Rete Gas sulle cause che hanno determinato l'andamento suddetto non sono risultate sufficienti a chiarirne la motivazione, ha ritenuto opportuno avviare, con deliberazione VIS 41/08, un'istruttoria conoscitiva al fine di accertare le cause dell'andamento anomalo del gas non contabilizzato e ha prorogato, con deliberazione VIS 65/08, il termine di conclusione della suddetta istruttoria conoscitiva al 31 ottobre 2008.

Considerato che:

- la società Snam Rete Gas S.p.A. con lettera in data 31 marzo 2008 (prot. generale A/9156 del 31 marzo 2008) ha presentato le proposte di cui all'articolo 16 della deliberazione n. 166/05 relative all'anno termico 2008-2009;
- gli uffici dell'Autorità hanno inviato alla società Snam Rete Gas S.p.A. con nota del 20 giugno 2008 (prot. generale P/18218 del 20 giugno 2008), richiesta di alcune modifiche rispetto alla determinazione dei ricavi di riferimento ed ha comunicato alla società che la determinazione del corrispettivo tariffario unitario CV^F, istituito con la deliberazione n. 205/07 al fine di tenere conto dell'eventuale riconoscimento di costi addizionali sostenuti dall'impresa di trasporto in merito all'acquisto del gas per la compressione e le perdite di rete è possibile solamente a valle della conclusione dell'istruttoria avviata con deliberazione VIS 41/08; pertanto fino all'emanazione di uno specifico provvedimento da parte dell'Autorità il valore del corrispettivo tariffario unitario CV^F è pari a zero;
- con lettera in data 21 luglio 2008 Snam Rete Gas S.p.A. (prot. generale A/21669 del 21 luglio 2008), ha trasmesso una nuova proposta tariffaria ed ha sottoposto all'approvazione dell'Autorità un corrispettivo unitario variabile CV^F per l'anno termico 2008-2009, finalizzato al riconoscimento dei maggiori oneri sostenuti negli anni termici 2005-2006 e 2006-2007 e dei maggiori oneri stimati per gli anni termici 2007-2008 e 2008-2009, con efficacia subordinata all'adozione di uno specifico provvedimento da emanarsi in esito al procedimento avviato con deliberazione n. 234/05;

- con lettera in data 29 luglio 2008 Snam Rete Gas S.p.A. (prot. generale A/22812 del 29 luglio 2008), ha trasmesso una nuova proposta tariffaria al fine di recepire i rilievi formulati dagli uffici dell'Autorità con nota del 23 luglio 2008 (prot. generale P/21985 del 23 luglio 2008) in merito alla determinazione dei ricavi di riferimento; e che tale proposta tariffaria è risultata conforme ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 166/05, per la parte non relativa all'istanza di approvazione del corrispettivo unitario variabile CV^{F}.

Considerato che:

- con la deliberazione ARG/gas 92/08, recante criteri tariffari per la determinazione delle tariffe di rigassificazione per il terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha introdotto alcune modifiche alla deliberazione n. 166/05, prevedendo che, ai fini del calcolo dei corrispettivi unitari di trasporto della rete nazionale di gasdotti, la capacità prevista in conferimento per i punti di entrata interconnessi con i terminali di Gnl sia pari alla capacità di rigassificazione del terminale;
- con la deliberazione ARG/gas 92/08, l'Autorità, al fine di riscuotere l'ammontare necessario alla copertura degli oneri del fattore di garanzia di cui all'articolo 13 della deliberazione n. 178/05, ha previsto l'introduzione, a partire dal 1 ottobre 2008, di un corrispettivo unitario variabile CV^{FG} e che tale corrispettivo può essere aggiornato dall'Autorità su base trimestrale; e che il comma 24.2 della medesima deliberazione prevede inoltre che le spettanze derivanti dall'applicazione della disciplina del fattore correttivo, relative all'anno termico 2006-2007 ed inclusive degli importi di competenza degli anni termici precedenti non ancora riconosciuti all'impresa, siano versate con le medesime modalità e tempistiche previste per il fattore di garanzia relativo all'anno termico 2008-2009.

Ritenuto che:

- sia necessario, al fine di assicurare alle imprese e agli utenti certezza sul valore delle tariffe per il servizio di trasporto entro i termini previsti per la richiesta dell'impegno di capacità per l'anno termico 2008-2009:
  - approvare le proposte tariffarie presentate dalle società Carbotrade S.p.A., Consorzio della Media Valtellina, Edison Stoccaggio S.p.A., Metanodotto Alpino S.r.l., Netenergy Service Srl, Retragas S.r.l. e SGI S.p.A.;
  - approvare la proposta tariffaria presentata dalla società Snam Rete Gas S.p.A., demandando ad un eventuale specifico provvedimento, in esito alla deliberazione VIS 41/08, la determinazione del corrispettivo unitario variabile CV^{F};
  - rigettare la proposta tariffaria di Gas Plus Trasporto srl in quanto non sussistono i presupposti per l'approvazione della proposta tariffaria relativa all'anno termico 2008-2009.

Ritenuto opportuno:

- istituire per l'anno termico 2008-2009 un corrispettivo tariffario unitario CV^{FL}, addizionale al corrispettivo unitario variabile, da applicare, senza le riduzioni previste dalla deliberazione n. 166/05, all'energia complessivamente immessa in rete, al fine di tenere conto dell'eventuale riconoscimento dei costi addizionali sostenuti dall'impresa di trasporto in merito all'acquisto del gas per la compressione e le perdite di rete;

COPIA

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- autorizzare Snam Rete Gas S.p.A. ad inserire nei contratti di trasporto clausole che prevedano l'applicazione di conguagli a seguito della definizione del corrispettivo di cui al precedente alinea.

Ritenuto opportuno:

- prevedere che il valore del corrispettivo unitario variabile CV^{FG} per l'anno termico 2008-2009 sia fissato ad un valore pari a zero

DELIBERA

1. di approvare le proposte di cui all'articolo 16 della deliberazione dell'Autorità n. 166/05, presentate dall'impresa maggiore per l'anno termico 2008-2009, aventi ad oggetto i punti di entrata e uscita dalla rete nazionale di gasdotti, come riportati nella *Tabella 1*, allegata al presente provvedimento;
2. di approvare le proposte di cui all'articolo 16 della deliberazione n. 166/05, presentate dalle società Carbotrade S.p.A., Consorzio della Media Valtellina, Edison Stoccaggio Spa, Metanodotto Alpino Srl, Netenergy Service Srl, Retragas Srl, SGI Spa e Snam Rete Gas Spa per l'anno termico 2008-2009, aventi ad oggetto le tariffe come riportate nella *Tabella 2*, allegata al presente provvedimento;
3. di fissare per l'anno termico 2008-2009 il valore del corrispettivo unitario variabile CV^{FG} di cui all'articolo 18.1 della deliberazione ARG/gas 92/08 pari a 0 (zero);
4. di prevedere transitoriamente per l'anno termico 2008-2009 l'istituzione di un corrispettivo tariffario unitario CV^{FL}, addizionale al corrispettivo unitario variabile, il cui valore è definito dall'Autorità con successivo provvedimento;
5. di autorizzare Snam Rete Gas S.p.A. ad inserire nei contratti di trasporto clausole che prevedano l'applicazione di conguagli a seguito della definizione del corrispettivo di cui al punto 4;
6. di notificare alle società Carbotrade S.p.A., con sede legale in Via Sottoripa n. 7 int. 10-12, 16124 Genova, Consorzio della Media Valtellina con sede legale in Via Nazario Sauro n. 33, 23100 Sondrio, Edison Stoccaggio S.p.A., con sede legale in Foro Buonaparte n. 31, 20121 Milano, Metanodotto Alpino S.r.l., con sede legale in Via Bardonecchia n. 5, 10139 Torino, Netenergy Service S.r.l., con sede legale in Zona Industriale, 86039 Termoli (CB), Retragas S.r.l., con sede legale in via Lamarmora n. 230, 25124 Brescia, SGI S.p.A., con sede legale in via del Lauro n. 7, 20121 Milano e Snam Rete Gas S.p.A., con sede legale in piazza Santa Barbara n. 7, 20097 San Donato Milanese (Milano), in persona dei rispettivi legali rappresentanti *pro tempore*, il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;
7. di trasmettere alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico nella persona del legale rappresentante *pro tempore*, il presente provvedimento;
8. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica del provvedimento.

Milano, 30 luglio 2008

Il presidente: ORTIS

Tabella 1 - Punti di entrata e uscita dalla rete nazionale (anno termico 2008/2009)

1.1 - Punti di entrata

5 punti di entrata relativi ai punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione

- in prossimità del confine delle acque territoriali **al largo di Mazara del Vallo**
- in prossimità del confine delle acque territoriali **al largo di Gela**
- in prossimità di **Passo Gries**
- in prossimità di **Tarvisio**
- in prossimità di **Gorizia**

2 punti di entrata relativi ai punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione

- Gnl di **Panigaglia**
- Gnl di **Porto Viro ubicato a Cavarzere**

2 punti di entrata dagli stoccaggi

- relativo ai **siti di stoccaggio di Stoccaggi Gas Italia Sp**
- relativo ai **siti di stoccaggio dell'Edison Stoccaggio Sp**

68 punti di entrata dai principali campi di produzione nazionali o dai loro centri di raccolta e trattamento

- Casteggio
- Caviaga
- Cornegliano
- Corte/Colombarola
- Fornovo
- Leno
- Ovanengo
- Piadena Est
- Piadena Ovest
- Pontetidone
- Quarto
- Rivolta d'Adda
- Romanengo
- Soresina
- Trecate

- Falconara
  Fano

- Rubicone

- Alfonsine
- Casalborsetti
- Certaldo
- Collalto
- Correggio
- Cotignola
- Manara
- Medicina
- Montenevoso
- Muzza
- Pomposa
- Ravenna Mare
- San Potito
- Santerno
- Spilamberto B.P.
- Vittorio V. (S. Antonio)

- Carassai
- Cellino
- Grottamare
- Montecosaro
- Pineto
- Rapagnano
- S. Giorgio M.
- San Benedetto T.
- Settefinestre/Passatempo

- Larino
- Fonte Filippo
- Poggiofiorito
- Reggente
- S. Stefano M.
- S.Salvo/Cupello
- Ortona

- Candela
- Masseria Spavento
- Roseto/T. Vulgano
- Torrente Tona

- Calderasi/Monteverdese
- Ferrandina
- Metaponto
- Monte Alpi
- Pisticci A.P./ B.P.
- Sinni (Policoro)

- Crotone
- Hera Lacinia

- Bronte
- Chiaramonte Gulfi
- Comiso
- Gagliano
- Mazara/Lippone
- Noto

Nota: A.P. e B.P. sono rispettivamente alta pressione e bassa pressione

Tabella 1 - Punti di entrata e uscita dalla rete nazionale (anno termico 2008/2009)

1.2 - Punti di uscita

17 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale

A	**Friuli - Venezia Giulia**
B	**Trentino - Alto Adige e Veneto**
C	**Lombardia Orientale**
D	**Lombardia Occidentale**
E1	**Nord Piemonte**
E2	**Sud Piemonte e Liguria**
F	**Emilia e Liguria**
G	**Basso Veneto**
H	**Toscana e Lazio**
I	**Romagna**
L	**Umbria e Marche**
M	**Marche e Abruzzo**
N	**Lazio**
O	**Basilicata e Puglia**
P	**Campania**
Q	**Calabria**
R	**Sicilia**

5 punti di interconnessione con le esportazioni

- **Gorizia**
- **Bizzarone**
- **Rep. San Marino**
- **Passo Gries**
- **Tarvisio**

2 punti di uscita verso gli stoccaggi

- relativo ai **siti di stoccaggio di Stoccaggi Gas Italia Spa**
- relativo ai **siti di stoccaggio dell'Edison Stoccaggio Spa**

COPIA TRAT

Tabella 1.3 - Rappresentazione grafica dei punti di entrata e di uscita dalla rete nazionale di gasdotti (i punti di uscita sono indicati con lettere maiuscole dell'alfabeto)

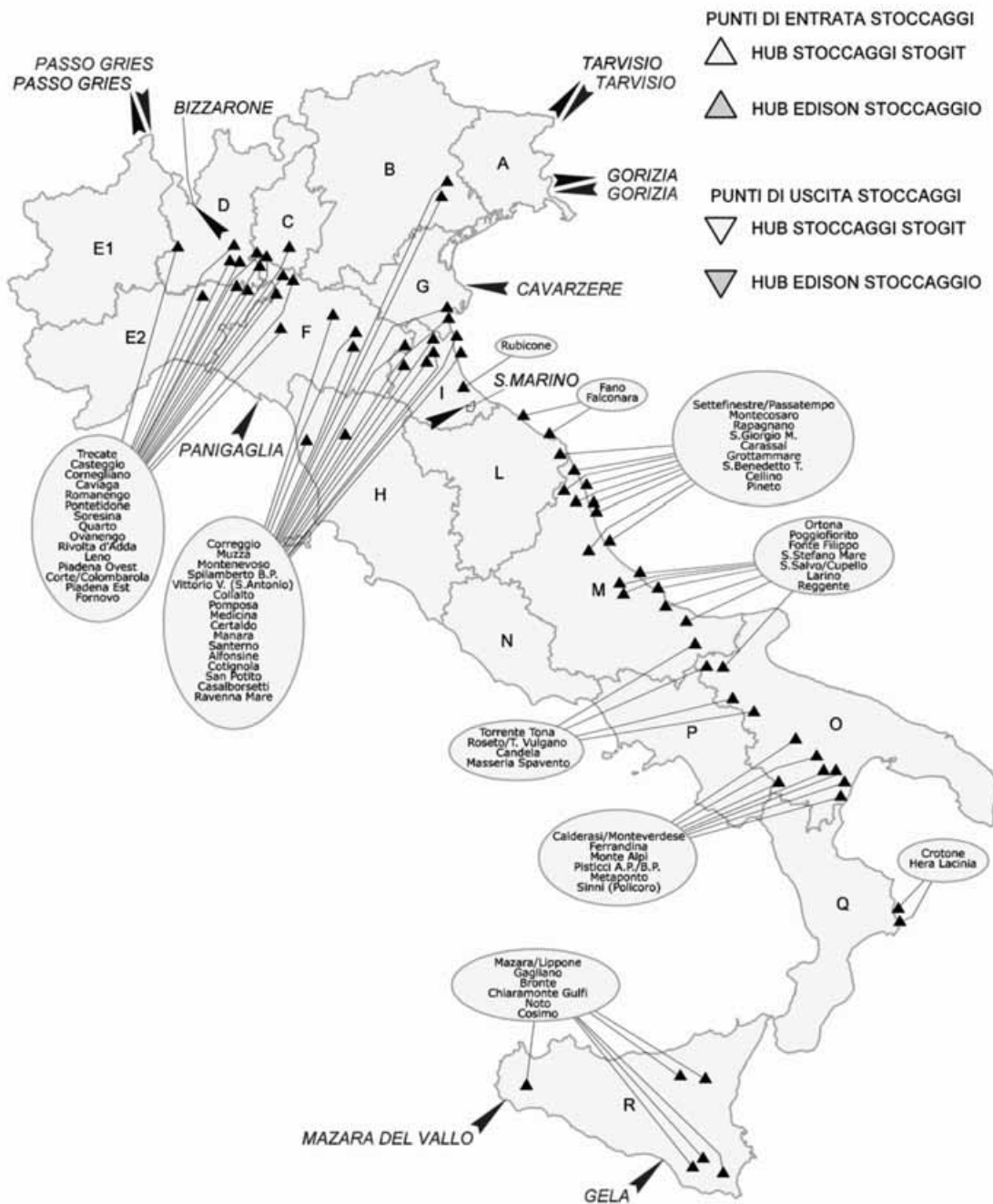



Tabella 2 - Tariffe di trasporto e dispacciamento (anno termico 2008/2009)

2.1 - Corrispettivi unitari variabili

CV (euro/GJ)	0,151159
CV^P (euro/GJ)	0,014641

2.2 - Corrispettivi unitari di capacità di rete nazionale

CP_e (euro/a/Smc/g)

Mazara del Vallo	2,011733	Alfonsine	0,350648	Larino	0,660977
Gela	1,846864	Casalborsetti	0,350648	Fonte Filippo	0,660977
Passo Gries	0,501050	Certaldo	0,350648	Poggiofiorito	0,660977
Tarvisio	0,708822	Collalto	0,350648	Reggente	0,660977
Gorizia	0,564748	Correggio	0,350648	Santo Stefano Mare	0,660977
Panigaglia	0,616877	Cotignola	0,350648	San Salvo-Cupello	0,660977
Cavarzere	0,392407	Manara	0,350648	Ortona	0,660977
Stoccaggi Stogit / Edison Stoccaggio	0,322499	Medicina	0,350648	Candela	0,725994
Casteggio	0,228431	Montenevoso	0,350648	Masseria Spavento	0,725994
Caviaga	0,228431	Muzza	0,350648	Roseto-Torrente Vulgano	0,725994
Cornegliano	0,228431	Pomposa	0,350648	Torrente Tona	0,725994
Corte-Colombarola	0,228431	Ravenna Mare	0,350648	Calderasi-Monteverdese	0,906033
Fornovo	0,228431	San Potito	0,350648	Ferrandina	0,906033
Leno	0,228431	Santerno	0,350648	Metaponto	0,906033
Ovanengo	0,228431	Spilamberto	0,350648	Monte Alpi	0,906033
Piadena est	0,228431	Vittorio V.-S. Antonio-S.Andrea	0,350648	Pisticci A.P./B.P.	0,906033
Piadena ovest	0,228431	Carassai	0,514462	Sinni (Policoro)	0,906033
Pontetidone	0,228431	Cellino	0,514462	Crotone	1,415518
Quarto	0,228431	Grottamare	0,514462	Hera Lacinia	1,415518
Rivolta d'Adda	0,228431	Montecosaro	0,514462	Bronte	1,643555
Romanengo	0,228431	Pineto	0,514462	Chiaramonte Gulfi	1,643555
Soresina	0,228431	Rapagnano	0,514462	Comiso	1,643555
Trecate	0,228431	San Giorgio Mare	0,514462	Gagliano	1,643555
Rubicone	0,322770	San Benedetto del Tronto	0,514462	Mazara-Lippone	1,643555
Falconara	0,370940	Settefinestre-Passatempo	0,514462	Noto	1,643555
Fano	0,370940				

CP_u (euro/a/Smc/g)

Friuli -Venezia Giulia	A	0,540387	Bizzarone	2,032801
Trentino - Alto Adige e Veneto	B	0,741423	Gorizia	0,961945
Lombardia Orientale	C	0,741423	Rep. San Marino	1,337506
Lombardia Occidentale	D	0,942460	Passo Gries	1,237129
Nord Piemonte	E1	1,143496	Tarvisio	0,290100
Sud Piemonte e Liguria	E2	0,942460		
Emilia e Liguria	F	0,741423	Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,210572
Basso Veneto	G	0,540387		
Toscana e Lazio	H	0,828005		
Romagna	I	0,626969		
Umbria e Marche	L	0,828005		
Marche e Abruzzo	M	0,768784		
Lazio	N	0,701526		
Basilicata e Puglia	O	0,567748		
Campania	P	0,500489		
Calabria	Q	0,366711		
Sicilia	R	0,165675		

2.3 - Corrispettivo unitario di capacità di rete regionale

CR_r (euro/a/Smc/g) 1,307380

2.4 - Tariffa interrompibile

Snam Rete Gas Spa

riduzione del 10% dei corrispettivi Cpe
- *per un'interruzione massima di 30 giorni con preavviso entro le 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione nel punto di entrata di Passo Gries e con preavviso entro le 12 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione nei rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di primo livello)*
- *per un'interruzione massima di 40 giorni con preavviso entro le 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione (interrompibilità stagionale di primo livello)*
- *per un'interruzione senza preavviso per effetto dell'assenza di un flusso fisico netto in uscita nel punto di riconsegna di Vittorio Veneto (REMI 34569001)*

riduzione del 20% dei corrispettivi Cpe
- *per un'interruzione massima di 50 giorni con preavviso entro le 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione per il punto di entrata di Passo Gries e con preavviso entro le 12 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione per i rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di secondo livello)*
- *per un'interruzione massima di 60 giorni con preavviso entro le 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione (interrompibilità stagionale di secondo livello)*

08A06025

LINE

DELIBERAZIONE 30 luglio 2008.

Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai fini del riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti, di cui alla legge 17 aprile 2003, n. 83. (Deliberazione ARG/elt 103/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 luglio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- legge 23 dicembre 1999, n. 488 (di seguito: legge n. 488/99);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica, 26 gennaio 2000 (di seguito: decreto 26 gennaio 2000);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica, 17 aprile 2001;
- il decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 aprile 2003, n. 83 (di seguito: legge n. 83/03);
- la legge 24 dicembre 2003, n. 368;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 2 dicembre 2004;
- la direttiva del Ministro delle Attività Produttive n. 5023 del 28 marzo 2006, recante indirizzi strategici e operativi alla società Sogin S.p.A. per il trattamento e riprocessamento all'estero del combustibile nucleare irraggiato proveniente da centrali nucleari dimesse;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, 3 aprile 2006, di modifica del decreto interministeriale 26 gennaio 2000 (di seguito: decreto 3 aprile 2006);
- il decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 dicembre 2001, n. 310/01 (di seguito: deliberazione n. 310/01);
- la deliberazione dell'Autorità 23 aprile 2002 n. 71/02;
- la deliberazione dell'Autorità 15 luglio 2004 n. 118/04;
- la deliberazione dell'Autorità 13 aprile 2005 n. 66/05 (di seguito: deliberazione n. 66/05);
- la deliberazione dell'Autorità 25 maggio 2006 n. 103/06, come successivamente modificata dalla deliberazione 1 giugno 2006, n. 107/06 (di seguito: deliberazione n. 103/06);
- la deliberazione dell'Autorità 31 luglio 2006, n. 174/06 (di seguito: deliberazione n. 174/06);
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 290/06 (di seguito: deliberazione n. 290/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07 e successive modificazioni (di seguito: deliberazione n. 11/07);
- la deliberazione dell'Autorità 16 maggio 2007, n. 117/07 (di seguito: deliberazione n. 117/07);

- la deliberazione dell'Autorità 29 maggio 2007, n. 121/07 (di seguito: deliberazione n. 121/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07 (di seguito: TIT);
- le deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 353/07;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 38/08;
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2008, ARG/elt 55/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 55/08);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2008, ARG/elt 86/08;
- il documento per la consultazione, pubblicato dall'Autorità il 16 marzo 2006, recante obblighi di separazione funzionale e di separazione contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas (Atto n. 08/06) (di seguito: documento per la consultazione 16 marzo 2006);
- il documento per la consultazione, pubblicato dall'Autorità in data 1 marzo 2006, recante criteri per la valutazione dell'efficienza economica nello svolgimento delle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e attività connesse e conseguenti ai sensi dell'articolo 9, comma 2, del decreto interministeriale 26 gennaio 2000 (atto n. 06/06) (di seguito: documento per la consultazione 1 marzo 2006);
- il documento per la consultazione, pubblicato dall'Autorità in data 20 dicembre 2007, recante criteri per il riconoscimento degli oneri e per la promozione dell'efficacia e dell'efficienza nello svolgimento delle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e attività connesse e conseguenti (atto n. 57/07) (di seguito: documento per la consultazione 20 dicembre 2007);
- la nota dell'Autorità al Ministro dello Sviluppo Economico e al Ministro dell'Economia e delle Finanze in data 4 aprile 2008, prot. n. 0009901 (di seguito: nota 4 aprile 2008);
- la nota trasmessa da Sogin all'Autorità 31 ottobre 2006, prot. n. 0029117, prot. Autorità 021647 del 6 novembre 2006) (di seguito: nota 31 ottobre 2006);
- la nota trasmessa da Sogin all'Autorità 16 maggio 2007 (prot. Autorità n. 012386 del 21 maggio 2007) (di seguito: nota 16 maggio 2007);
- la nota congiunta del Ministro dell'Economia e delle finanze e del Ministro dello Sviluppo economico prot. n. 5517 del 12 marzo 2008 (prot. Autorità n. 0008933 del 28 marzo 2008);
- le note trasmesse dall'Autorità alla Sogin in data 4 giugno 2008, prot. n. 0016211, 4 giugno 2008, prot. n. 0016291, 5 giugno 2008, prot. n. 0016478, 7 luglio 2008, prot. n. 20051 e 18 luglio 2008, prot. n. 0021548;
- le note trasmesse da Sogin all'Autorità in data 4 aprile 2008, prot. n. 0010567 (prot. Autorità 0014767 del 21 maggio 2008), 21 maggio 2008 (prot. Autorità 0018426 del 23 giugno 2008), 20 giugno 2008 (prot. Autorità 019014 del 27 giugno 2008), 24 giugno 2008 (prot. Autorità 0019015 del 27 giugno 2008), 25 giugno 2008 (prot. Autorità 0019016 del 27 giugno 2008), 1 luglio 2008, (prot. Autorità 0019910 del 5 luglio 2008), 9 luglio 2008 (prot. Autorità 0022688 del 29 luglio 2008), 9 luglio 2008 (prot. Autorità 0022689 del 29 luglio 2008), 10 luglio 2008 (prot. Autorità 0022690 del 29 luglio 2008), 10 luglio 2008 (prot. Autorità 0022288 del 25 luglio 2008), 17 luglio 2008 (prot. Autorità 0022289 del 25 luglio 2008), 25 luglio 2008 (prot. Autorità 0022687 del 29 luglio 2008) e 29 luglio 2008 (prot. Autorità 0022832 del 30 luglio 2008).

Considerato che:

- l'articolo 3, comma 2 della legge n. 481/95, prevede che "l'Autorità accerta, inoltre, la sussistenza di presupposti delle voci derivanti dalla reintegrazione degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari ed alla chiusura definitiva delle centrali nucleari";
- il quinto periodo del medesimo comma prevede che "l'Autorità verifica la congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura";
- l'articolo 13, comma 2, lettera e) del decreto legislativo n. 79/99 prevede che l'ENEL S.p.A. costituisca una società separata per lo svolgimento delle "attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e attività connesse e conseguenti", anche in consorzio con altri enti pubblici o società che, se a presenza pubblica, possono anche acquisirne la titolarità";
- l'articolo 3, comma 11, del medesimo decreto legislativo prevede che "con uno o più decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono altresì individuati gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, ivi inclusi gli oneri concernenti le attività di ricerca e le attività di cui all'articolo 13, comma 2, lettera e)";
- in data 31 maggio 1999 l'Enel S.p.A., in ottemperanza all'articolo 13, comma 2, lettera e), del decreto legislativo n. 79/99, ha costituito la Società gestione impianti nucleari S.p.A. (di seguito: Sogin), operativa dall'1 novembre 1999 e avente per oggetto sociale l'esercizio delle attività relative allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti, anche in consorzio con altri enti pubblici o società;
- l'articolo 2, comma 1, lettera c), del decreto 26 gennaio 2000 include tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico i costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti (di seguito: oneri nucleari);
- l'articolo 9, comma 1, del medesimo decreto, nella sua versione originale, prevedeva che Sogin inoltrasse "entro il 30 settembre di ogni anno, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas un dettagliato programma di tutte le attività di cui all'art. 8, anche se svolte da altri soggetti, su un orizzonte anche pluriennale, con il preventivo dei relativi costi";
- l'articolo 9, comma 2, del medesimo decreto, nella versione originale, disponeva altresì che "ogni tre anni l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (rideterminasse) gli oneri di cui all'art. 8 ed (aggiornasse) l'onere annuale, sulla base del programma di cui al comma 1 e tenendo conto di criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previste al medesimo articolo";
- l'inclusione degli oneri nucleari tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico è anche prevista dall'articolo 1, comma 1, lettera a), della legge n. 83/03;

- il decreto 3 aprile 2006 ha modificato l'articolo 9, commi 1 e 2, del decreto 26 gennaio, posticipando al 31 marzo di ogni anno la scadenza della presentazione da parte di Sogin all'Autorità di "un dettagliato programma di tutte le attività di cui all'art. 8, anche se svolte da altri soggetti, con riferimento ad un arco temporale possibilmente triennale, con il preventivo dei relativi costi ed una relazione sulle attività e sui costi a consuntivo relativi all'anno precedente", e prevedendo che l'Autorità ridetermini gli oneri nucleari "ogni anno entro il 30 giugno, sulla base del programma e della relazione di cui al comma 1";
- nelle more dell'emanazione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri previsto dall'articolo 1, comma 101, della legge n. 239/04, in data 29 luglio 2005, prot. n. AO/R05/3238, l'Autorità ha trasmesso al Ministro dell'Economia e delle Finanze, al Ministro delle Attività Produttive, al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, e, per conoscenza, alla Sogin, un parere sulla corretta delimitazione dell'onere generale afferente il sistema elettrico di cui all'articolo 1, comma 1, lettera a), della legge n. 83/03 (di seguito: perimetro nucleare), peraltro richiamato recentemente con la nota 4 aprile 2008.

Considerato che:

- le attività istruttorie dell'Autorità ai fini dell'adozione dei provvedimenti per la rideterminazione degli oneri nucleari, e in particolare per quanto riguarda le deliberazioni n. 66/05, n. 103/05, n. 174/06, n. 121/07 e ARG/elt 55/08, hanno evidenziato una serie di criticità nella realizzazione del programma di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e delle attività connesse e conseguenti (di seguito: commessa nucleare);
- dette criticità, evidenziate nelle delibere dell'Autorità, hanno riguardato in particolare:
  a. un progressivo accumularsi di ritardi nello svolgimento delle attività di smantellamento delle centrali e degli impianti e di chiusura del ciclo del combustibile, che rendono difficile il raggiungimento degli obiettivi previsti dagli indirizzi strategici ed operativi emanati dal Ministero dello sviluppo economico;
  b. una elevata incidenza dei costi di struttura e di mantenimento in sicurezza, che in media rappresentano circa il 70% del totale dei costi annuali della commessa nucleare;
  c. un aumento dei costi derivanti dalla necessità, sempre a seguito del ritardo degli interventi di smantellamento, di garantire il mantenimento in sicurezza di centrali ed impianti, ad obsolescenza crescente, con interventi significativi di manutenzione straordinaria;
- è emersa pertanto l'esigenza di un drastico miglioramento sia dell'efficacia, intesa come raggiungimento degli obiettivi, che dell'efficienza, intesa come realizzazione degli obiettivi al minor costo possibile, della commessa nucleare;
- entrambi gli obiettivi dipendono fondamentalmente da una decisa accelerazione delle attività di smantellamento delle centrali e degli impianti e di chiusura del ciclo del combustibile, nonché dal contenimento dei costi di struttura;
- con il documento per la consultazione 1 marzo 2006, l'Autorità ha esposto i primi orientamenti per la definizione dei suddetti criteri, prevedendo l'introduzione di obiettivi di recupero di efficienza (*cap*) per i costi di struttura e un meccanismo di finanziamento *ex ante/ex post* per le attività di smantellamento, a seconda del loro grado di realizzabilità;

- con il documento per la consultazione 20 dicembre 2007, l'Autorità ha proposto i propri orientamenti definitivi, prevedendo, rispetto al precedente documento per la consultazione, criteri per il riconoscimento degli oneri nucleari che più incisivamente promuovano l'accelerazione delle attività di smantellamento;
- in particolare, il documento per la consultazione 20 dicembre 2007 prevede:
  i) un riconoscimento di massima, a preventivo, e definitivo, a consuntivo, limitato solo ai costi di investimento e ai costi esterni per le attività di smantellamento e di chiusura del ciclo del combustibile;
  ii) un riconoscimento sulla base di logiche incentivanti per gli altri costi;
  iii) l'introduzione di un meccanismo finalizzato a favorire l'accelerazione delle attività di smantellamento;
  iv) l'introduzione di obbligo di gare ad evidenza pubblica per l'assegnazione dei lavori esterni;
- l'applicazione dei criteri sopra ricordati è prevista a decorrere dall'esercizio 2008;
- le osservazioni avanzate in sede di consultazione, sia da parte della Sogin che di alcune associazioni di categoria, nonché di alcuni Comuni che ospitano siti nucleari, hanno evidenziato una sostanziale condivisione degli obiettivi e delle misure esposti dall'Autorità nel documento per la consultazione 20 dicembre 2007;
- le scadenze previste dal decreto 3 aprile 2006 per la presentazione dei programmi da parte di Sogin all'Autorità e per la rideterminazione degli oneri nucleari si sono dimostrate poco funzionali alle esigenze amministrative ed operative della Sogin;
- con deliberazione n. 290/06, l'Autorità ha previsto che tutti i proventi finanziari derivanti dalle disponibilità finanziarie degli acconti nucleari e tutte le sopravvenienze attive derivanti dalle attività di smantellamento e di valorizzazione dei siti e delle infrastrutture esistenti di cui all'articolo 1, comma 102, della legge n. 239/04, siano destinati alla copertura dei soli costi riconosciuti dall'Autorità;
- la deliberazione ARG/elt 55/08 ha previsto l'introduzione di un meccanismo di rientro per gli importi relativi all'incentivo all'esodo di competenza del 2007, ritenendo opportuno che tale meccanismo incidesse sulla base dei costi definita ai fini dell'applicazione dei criteri di efficienza economica di cui al documento per la consultazione 20 dicembre 2007 e aggiuntivo rispetto al fattore di riduzione annuale dei costi, di cui al punto 10.8 del medesimo documento per la consultazione.

Considerato infine che:

- l'articolo 1, comma 103 della legge n. 239/04 prevede che "Ai fini di una migliore valorizzazione e utilizzazione delle strutture e delle competenze sviluppate, la Sogin S.p.A. svolge attività di ricerca, consulenza, assistenza e servizio in tutti i settori attinenti all'oggetto sociale, in particolare in campo energetico, nucleare e di protezione dell'ambiente, anche all'estero. Le attività di cui al presente comma sono svolte dalla medesima società, in regime di separazione contabile anche tramite la partecipazione ad associazioni temporanee di impresa";
- con la prescrizione di cui al punto 8, lettera e), della deliberazione n. 174/06 l'Autorità ha richiesto a Sogin di trasmettere, entro il 31 ottobre 2006, un progetto di separazione amministrativa e contabile delle attività che tenga conto, per quanto applicabili, dei criteri di cui alla deliberazione n. 310/01 e al documento per la consultazione 16 marzo 2006;

- Sogin, con la nota del 31 ottobre 2006 ha trasmesso all'Autorità il documento "Separazione contabile – Modalità operative per l'anno 2006", e successivamente un aggiornamento di detto documento con la nota del 16 maggio 2007;
- la normativa definita dall'Autorità in materia di separazione contabile si è modificata per effetto dell'approvazione della deliberazione n. 11/07;
- il progetto di separazione contabile di Sogin, come descritto nei documenti di cui alle note 31 ottobre 2006 e 16 maggio 2007, risulta non conforme ai principi previsti dalle deliberazioni n. 310/01 e n. 11/07; in particolare, non risulta conforme a detti principi la scelta operata dalla società di non esporre separatamente i servizi comuni e le funzioni operative condivise dalle attività, scelta giustificata da Sogin con la marginalità economica registrata in questi anni dalle attività per terzi;
- le disposizioni in materia di separazione contabile previste dalla deliberazione n. 11/07, relative alle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, sono finalizzate a garantire, tra l'altro:
  - i) l'assenza di sussidi incrociati tra le attività, tramite una corretta e trasparente disaggregazione e imputazione dei valori economici e patrimoniali alle attività stesse;
  - ii) un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale delle imprese, con particolare attenzione alla struttura dei costi;
- dette finalità non sono meno rilevanti ai fini di una corretta rendicontazione all'Autorità dei costi della commessa nucleare;
- Sogin prevede, inoltre, un significativo sviluppo delle attività per terzi per i prossimi anni;
- nel maggio 2007 è stato avviato un gruppo di lavoro informale composto da rappresentati degli uffici dell'Autorità, di Sogin, del Ministero dell'Economia e delle Finanze e del Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: Tavolo di lavoro), finalizzato, tra l'altro, alla condivisione delle problematiche relative ai criteri di separazione contabile di Sogin;
- gli uffici dell'Autorità hanno predisposto un documento che illustra i criteri di separazione contabile applicabili a Sogin (di seguito: Nota su *unbundling* Sogin), discusso dall'Autorità nella riunione del 16 maggio 2007;
- successivamente, in data 15 giugno 2007, gli uffici dell'Autorità hanno trasmesso la Nota su *unbundling* Sogin ai partecipanti al Tavolo di lavoro;
- in relazione alla nota di cui al precedente alinea, in data 1 agosto 2007, da parte di Sogin è stato espresso un sostanziale assenso sui contenuti della Nota su *unbundling* Sogin.

Ritenuto opportuno:

- ai fini della rideterminazione degli oneri nucleari, applicare, a partire dall'esercizio 2008, criteri di efficienza economica in coerenza con quanto previsto nel documento per la consultazione 20 dicembre 2007;
- nell'ambito dei suddetti criteri:
  - a) distinguere i costi, ai fini del loro riconoscimento, nelle seguenti classi:
    - i) costi esterni delle attività commisurate all'avanzamento;
    - ii) costi ad utilità pluriennale;
    - iii) costi esterni delle attività non commisurate all'avanzamento e costi di personale (di seguito: costi efficientabili);
    - iv) corrispettivi per l'accelerazione delle attività di smantellamento e per le politiche di esodo del personale;
    - v) imposte.

b) far riferimento alla normativa in vigore in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture, ai fini del controllo del rispetto dell'obbligo di gare ad evidenza pubblica per l'assegnazione dei lavori esterni;
c) prevedere che i costi di *project management* possano rientrare nella categoria dei costi esterni delle attività commisurate all'avanzamento esclusivamente se sostenuti sulla base di specifici contratti, il cui oggetto sia chiaramente e univocamente attribuibile alle attività commisurate all'avanzamento;
d) prevedere il trattamento quali costi ad utilità pluriennale solamente per gli investimenti nelle attività non commisurate all'avanzamento (escluse, in ogni caso, le capitalizzazioni di lavori in economia successive al 31 dicembre 2007), per le quali è possibile ipotizzare una continuità di esercizio anche dopo la chiusura della commessa nucleare, ove la Sogin prevedesse di proporsi come operatore del mercato internazionale delle attività di *decomissioning*;
e) disporre, con riferimento ai costi ad utilità pluriennale rilevati al 31 dicembre 2007 relativi ai servizi comuni, che i medesimi vengano attribuiti alla commessa nucleare in ragione dell'incidenza dei costi del personale della medesima commessa nucleare rispetto al totale delle attività nell'anno 2007;
f) prevedere che la remunerazione del capitale investito ai fini del riconoscimento dei costi ad utilità pluriennale tenga conto del capitale circolante netto afferente il perimetro nucleare e delle eventuali poste rettificative relative a fonti di finanziamento non oneroso, ivi inclusi gli "Acconti nucleari";
g) disporre che i meccanismi di regolazione incentivante previsti per i costi di struttura e di mantenimento in sicurezza tengano conto della limitata comprimibilità di costi quali quelli relativi al piano di protezione fisica, ai piani di emergenza, alla radioprotezione e in generale alla sicurezza sul lavoro e alla sicurezza ambientale, e del carattere vincolante delle normative che determinano l'insorgere dei suddetti costi;
h) introdurre un meccanismo specifico per il riconoscimento dei costi di incentivo all'esodo, che tenga conto del livello medio di incentivo riconosciuto nel periodo 2005-2007 e che preveda l'immediato recupero di quote pari a 1/6 all'anno per gli incentivi erogati eccedenti quello medio;
i) prevedere un duplice meccanismo che incentivi l'accelerazione delle attività di smantellamento mediante:
    i) l'introduzione di un corrispettivo per l'accelerazione delle attività di smantellamento legato al raggiungimento di obiettivi di rilevante valore economico e strategico ai fini dell'avanzamento della commessa nucleare, prevedendo inoltre che detto raggiungimento debba essere verificabile in base ad eventi univocamente identificabili e misurabili;
    ii) prevedendo, in parziale deroga a quanto stabilito con la deliberazione n. 290/06, che i ricavi derivanti dalle attività di smantellamento e di valorizzazione dei siti e delle infrastrutture esistenti di cui all'articolo 1, comma 102, della legge n. 239/04, concorrono alla copertura dei costi riconosciuti dall'Autorità nella misura dell'80%, nel caso dei ricavi derivanti dalle attività di smantellamento, quali la vendita di materiali e attrezzature, e del 90% nel caso di ricavi connessi alla vendita/valorizzazione di edifici e terreni;

- che gli obiettivi di cui al precedente punto i), lettera i) siano definiti dall'Autorità, su proposta della Sogin, in coerenza con il programma a medio termine e a vita intera della commessa nucleare;

- in coerenza con quanto previsto al precedente punto, lettera d), prevedere che, a valere sull'esercizio 2008, vengano riconosciuti a consuntivo i costi capitalizzati precedentemente all'1 gennaio 2008 relativi alle attività commisurate all'avanzamento, per la quota parte non ancora riconosciuta tramite quote di ammortamento;
- prevedere che il trattamento degli oneri in capo a Sogin per il ripianamento del Fondo Previdenza Elettrici disposto con legge n. 488/99 sia coerente con quanto disposto per la remunerazione delle imprese di trasmissione e distribuzione di energia elettrica dal TIT;
- in considerazione della data di emanazione del presente provvedimento, prevedere che il livello riconosciuto dei costi efficientabili per l'anno 2008, basato sui costi a consuntivo del 2007, sia calcolato applicando un obbiettivo di recupero di produttività pari allo 0%;
- prevedere scadenze di presentazione dei programmi da parte di Sogin all'Autorità e di rideterminazione degli oneri nucleari più consone alle esigenze amministrative ed operative della Sogin, pur nel rispetto dei termini massimi fissati dal decreto 3 aprile 2006;
- definire per il triennio 2008-2010 obiettivi di rilevante valore economico e strategico ai fini dell'avanzamento della commessa nucleare, in linea con quanto indicato al precedente punto i, coerenti con il piano triennale e a vita intera trasmessi da Sogin, tenendo conto delle esigenze di accelerazione delle attività di *decommissioning*, nonché dell'andamento di dette attività nel triennio precedente;
- prevedere che il primo periodo di regolazione sia della durata di tre anni e relativo agli anni 2008 – 2010.

Ritenuto inoltre opportuno che:

- Sogin organizzi il proprio sistema contabile in coerenza con i principi e i criteri previsti nella deliberazione n. 11/07, per quanto applicabili, ai fini di una corretta rendicontazione all'Autorità dei costi delle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile nucleare e delle attività connesse e conseguenti;
- le modalità di applicazione a Sogin delle disposizioni in materia di separazione contabile tengano conto dello speciale tipo di attività svolto dalla società, con riferimento in particolare alla definizione di:
    a. attività e comparti, sulla base del perimetro degli oneri nucleari;
    b. servizi comuni e funzioni condivise;
    c. criteri di ripartizione dei costi dei servizi comuni e delle funzioni condivise sulle attività.

Ritenuto infine opportuno:

- prevedere che, ove intervenissero modifiche del quadro legislativo che prevedessero un mutamento del ruolo, degli obiettivi strategici o delle finalità della Sogin, con specifico provvedimento, l'Autorità definirà le modifiche e le integrazioni ai criteri di efficienza economica e alle disposizioni per la separazione contabile di cui al presente provvedimento, al fine di armonizzare i meccanismi ivi previsti con le nuove disposizioni

DELIBERA

Articolo 1
Criteri di efficienza economica e disposizioni per la separazione contabile

1.1. Sono approvati i Criteri per il riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti, di cui alla legge 17 aprile 2003, n. 83 (di seguito: Criteri di efficienza economica) (*Allegato A*).

1.2. Sono approvate le Disposizioni in materia di separazione contabile per la società Sogin S.p.A., ai fini della rendicontazione dei costi delle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile nucleare e delle attività connesse e conseguenti, di cui alla legge 17 aprile 2003, n. 83 (di seguito: Disposizioni per la separazione contabile) (*Allegato B*).

Articolo 2
Disposizioni per il primo periodo di regolazione ai fini dell'applicazione dei Criteri di efficienza economica

2.1. Ai fini dell'applicazione dei Criteri di efficienza economica il primo periodo di regolazione è della durata di tre anni, ed è relativo agli anni 2008-2010.

2.2. Ai fini dell'applicazione dei Criteri di efficienza economica per il primo periodo di regolazione:
   a. il valore delle aliquote IRES e IRAP rilevanti ai fini di quanto disposto al comma 2.7 dei Criteri di efficienza economica è fissato forfetariamente pari al 32,17%;
   b. il tasso di remunerazione del capitale investito di cui al comma 4.4 dei Criteri di efficienza economica è fissato pari a 7,9%;
   c. il valore iniziale di riferimento per il riconoscimento dei costi efficientabili, di cui al comma 5.1 dei Criteri di efficienza economica è fissato pari a 85,1 milioni di euro, valutato con riferimento all'anno base 2007;
   d. l'obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività di cui al comma 7.1 dei Criteri di efficienza economica è fissato pari al 3,29% per effetto di un tasso pari a:
      i. 0,5%, con riferimento ai costi obbligatori;
      ii. 5,0% con riferimento ai costi efficientabili diversi dai costi obbligatori;
   e. le *milestones* da raggiungere nel primo periodo di regolazione e i relativi pesi convenzionali, di cui ai commi 8.2 e 8..4 dei Criteri di efficienza economica, sono elencati nelle tabelle 1.1, 1.2 e 1.3 allegate al presente provvedimento;
   f. il parametro IE_{stbase} di cui al comma 9.2 dei Criteri di efficienza economica è posto pari a 3,3 milioni di euro;
   g. il parametro na_i di cui al comma 9.2 dei Criteri di efficienza economica è posto pari a 6 anni.

2.3. Ai soli fini del calcolo del termine $CNCA_n$ di cui al comma 5.1 e della formula di cui al comma 9.2 dei Criteri di efficienza economica, per il solo anno 2008, il valore del tasso annuale di produttività, di cui al comma 7.1 dei Criteri di efficienza economica, è posto pari allo 0%.

COPIA

2.4. A valere sull'esercizio 2008 sono riconosciuti 12,35 milioni di euro a copertura del valore residuo dei costi considerati come investimenti fino all'esercizio 2007, finanziati fino al medesimo esercizio attraverso il riconoscimento dei relativi ammortamenti, e non rientranti nella definizione di cui al comma 1.1, lettera j, dei Criteri di efficienza economica.

2.5. In parziale deroga a quanto disposto dal commi 12.1 e 13.1 dei Criteri di efficienza economica, i costi esterni delle attività commisurate e i costi ad utilità pluriennale per l'esercizio 2008 sono determinati solo a consuntivo.

2.6. Ai fini della determinazione a consuntivo di cui al precedente comma 2.5, l'Autorità si attiene, ove applicabili, ai criteri di cui agli articoli 2, 3 e 4 dei Criteri di efficienza economica, facendo riferimento anche alle informazioni trasmesse dalla Sogin sul piano triennale e sul piano a vita intera.

Articolo 3
Prima applicazione delle Disposizioni per la separazione contabile

3.1. Sogin applica le disposizioni per la separazione contabile a decorrere dall'esercizio 2008.

3.2. Per il primo esercizio di applicazione delle disposizioni per la separazione contabile, Sogin disaggrega le poste dello stato patrimoniale iniziale, ad eccezione di quelle di cui al comma successivo, secondo criteri di ragionevolezza individuati da Sogin e comunicati preventivamente all'Autorità. I criteri adottati per la disaggregazione delle poste patrimoniali iniziali sono oggetto di apposita informativa nella nota di commento ai conti annuali separati redatti per l'esercizio 2008.

3.3. Per la determinazione dei saldi iniziali delle voci rilevanti ai fini della redazione del prospetti di cui al comma 11.1 lettera 11.1.q, delle Disposizioni per la separazione contabile Sogin adotta il medesimo procedimento stabilito dalla deliberazione n. 117/07 per la ricostruzione dei proventi finanziari da assegnare alla reintegrazione degli acconti nucleari per il periodo dal 1 novembre 1999 al 31 dicembre 2005.

Articolo 4
Disposizioni transitorie e finali

4.1. Entro il 15 ottobre 2008 la Direzione tariffe dell'Autorità predispone ed invia a Sogin gli schemi della reportistica ai fini della predisposizione dei programmi e prospetti di cui al comma 12.1 dei Criteri di efficienza economica.

4.2. Entro il 15 ottobre 2008 la Direzione tariffe dell'Autorità predispone ed invia a Sogin un documento finalizzato a fornire indicazioni operative per l'attuazione delle Disposizioni per la separazione contabile. Detto documento è rivisto periodicamente dalla Direzione tariffe dell'Autorità, anche in relazione a richieste di chiarimento di Sogin.

4.3. Ove intervenissero modifiche del quadro legislativo che prevedessero un mutamento del ruolo, degli obiettivi strategici o delle finalità della società Sogin, con specifico provvedimento, l'Autorità definirà le modifiche e le integrazioni ai Criteri di efficienza economica e alle Disposizioni per la separazione contabile di cui agli *Allegati A* e *B*, al fine di armonizzare i meccanismi ivi previsti con le nuove disposizioni.

Articolo 5
Entrata in vigore

5.1. Il presente provvedimento è comunicato al Ministro dell'Economia e delle Finanze e al Ministro dello Sviluppo Economico, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 9, comma 2 del decreto interministeriale 26 gennaio 2000, alla Sogin ed alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Le determinazioni di cui al presente provvedimento divengono operative sessanta giorni dopo la comunicazione, salvo diversa indicazione dei Ministri medesimi.

5.2. Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www. autorita.energia.it) successivamente alla data di definitiva operatività ai sensi del precedente comma 5.1.

Milano, 30 luglio 2008

Il presidente: ORTIS

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Allegato A

CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEGLI ONERI CONSEGUENTI ALLE ATTIVITÀ DI SMANTELLAMENTO DELLE CENTRALI ELETTRONUCLEARI DISMESSE, DI CHIUSURA DEL CICLO DEL COMBUSTIBILE E ALLE ATTIVITÀ CONNESSE E CONSEGUENTI, DI CUI ALLA LEGGE 17 APRILE 2003, n. 83

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

TITOLO I:
DEFINIZIONI E CRITERI GENERALI DI RICONOSCIMENTO DEI COSTI

Articolo 1
Definizioni

1.1. Ai fini delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le seguenti definizioni:

a. **acconti nucleari**: posta di bilancio iscritta nel passivo dello Stato Patrimoniale della Sogin, nella quale sono stati iscritti inizialmente gli acconti conferiti dall'Enel al momento della costituzione della Sogin stessa e che si evolve sulla base dei provvedimenti dell'Autorità relativamente ai costi riconosciuti e alle modalità di finanziamento degli stessi;

b. **ammortamenti** sono le quote annuali dei costi ad utilità pluriennale di cui al successivo punto j calcolate secondo le vite utili fissate nella tabella A.1;

c. **anno base** anno i cui consuntivi sono presi come base per il calcolo del valore iniziale di riferimento del periodo di regolazione ai fini del riconoscimento dei costi esterni delle attività non commisurate e dei costi di personale;

d. **attività commisurate all'avanzamento** sono le attività rientranti nel perimetro oneri nucleari di *decommissioning* e di chiusura del ciclo del combustibile di cui ai successivi punti h e n. Le attività commisurate all'avanzamento devono essere misurate in termini di avanzamento fisico;

e. **attività non commisurate all'avanzamento** sono le attività di mantenimento in sicurezza, di cui al successivo punto s e le attività amministrative e gestionali rientranti nel perimetro oneri nucleari, incluso il funzionamento e le attività di manutenzione ordinaria e straordinaria della sede centrale. Per la attività non commisurate all'avanzamento non è misurabile l'avanzamento fisico;

f. **Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

g. **centrali** sono le centrali elettronucleari dismesse di Caorso, Latina, Trino, Garigliano;

h. **chiusura del ciclo del combustibile** sono le attività relative alla gestione del combustibile irraggiato e dei materiali nucleari;

i. **commessa nucleare** comprende le attività che rientrano nel perimetro degli oneri nucleari di cui al successivo punto u;

j. **costi ad utilità pluriennale** sono i costi rientranti nelle attività non commisurate all'avanzamento sostenuti per la realizzazione di beni non destinati ad essere smantellati e per i quali è prevedibile un utilizzo anche oltre il termine del programma nucleare. Sono compresi in questa categoria anche i laboratori presenti nelle centrali e negli impianti (come, ad esempio, laboratori di dosimetria e di analisi ambientale, stazioni di gestione e controllo materiali) non destinati allo smantellamento e le relative attrezzature, nonché le attrezzature che sono utilizzate in laboratori destinati allo smantellamento, ma che possono essere successivamente utilizzate in altri laboratori. I costi ad utilità pluriennale si riferiscono a beni entrati in esercizio, in relazione ai quali sono riconosciuti gli ammortamenti di cui al precedente punto b, o a lavori in corso. A partire dall'esercizio 2008 tali costi non possono includere costi di personale capitalizzati;

k. **costi di personale** sono i costi del personale interno di Sogin (al netto del personale comandato da Enea), comprensivi degli oneri sociali, degli accantonamenti di legge e al netto dei costi di incentivo all'esodo;
l. **costi esterni** sono i costi diversi dai costi di personale, dai costi ad utilità pluriennale, dagli ammortamenti e dalle imposte. I costi esterni si riferiscono ad acquisti di beni e servizi da fornitori esterni e sono addebitati al programma nucleare nel rispetto della competenza economica; non si riferiscono quindi agli acconti sulle forniture;
m. **costi obbligatori** sono costi relativi:
    i. al piano di protezione fisica, approvato per ogni singolo impianto dalla apposita commissione interministeriale;
    ii. alla gestione dei piani di emergenza;
    iii. alla sorveglianza fisica e medica della radioprotezione del personale dell'impianto e alla sorveglianza ambientale, così come previste nelle prescrizioni tecniche definite dall'APAT (e successivamente dall'istituto che ne ha ereditato le funzioni) contestualmente all'autorizzazione ministeriale per l'esercizio dell'impianto stesso;
    iv. agli obblighi derivanti dalle disposizioni di legge, in primo luogo con riferimento a quanto riguarda la sicurezza sul lavoro e la sicurezza ambientale;

   detti costi sono relativi solo ad attività non commisurate all'avanzamento;
n. ***decommissioning*** sono le attività di smantellamento delle centrali e degli impianti. Sono incluse in questa categoria le attività di realizzazione di nuovi impianti o di depositi temporanei ("in situ") necessari per la gestione dei rifiuti pregressi o derivanti dallo smantellamento, nonché le attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, sostituzione di componenti, adeguamento a normativa di impianti, edifici e servizi degli impianti e delle centrali;
o. **decreto legislativo n. 163/06** è il decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, recante "Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE";
p. **impianti** sono l'impianto di produzione del combustibile nucleare di Bosco Marengo di proprietà della Sogin e gli impianti di ricerca del ciclo del combustibile nucleare di proprietà dell'Enea, affidati in gestione alla Sogin (impianto EUREX del Centro di Saluggia, impianti OPEC 1 e Plutonio del Centro di Casaccia, impianto ITREC del Centro di Trisaia);
q. **imposte** sono le imposte sul reddito sostenute da Sogin per le attività del programma nucleare, di cui al punto 22 dell'articolo 2425 del Codice civile;
r. **incentivi all'esodo** sono i costi legati alle politiche di adeguamento dell'organico realizzate da Sogin;
s. **mantenimento in sicurezza** sono le attività svolte presso le centrali e gli impianti relative ai servizi generali e al funzionamento degli stessi (pulizia, mensa, energia elettrica, riscaldamento etc) e le attività che fanno riferimento ai costi obbligatori di cui al precedente punto m;

t. **periodo di regolazione** è un periodo pluriennale di durata non inferiore ai tre anni, per il quale sono fissati i parametri per il riconoscimento dei costi sottoposti a criteri incentivanti;
u. **perimetro oneri nucleari** è la delimitazione delle attività a carico dell'onere generale afferente il sistema elettrico di cui all'articolo 1, comma 1, lettera a), della legge n. 83/03;
v. **programma nucleare** è il programma delle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e delle attività connesse e conseguenti, predisposto da Sogin e trasmesso all'Autorità ai sensi dell'articolo 9, comma 2, del decreto 26 gennaio 2000 e successive modificazioni secondo le modalità previste nella reportistica definita dall'Autorità;
w. **Sogin** è la Società Gestione Impianti Nucleari S.p.A.

Articolo 2

Criteri generali di riconoscimento dei costi del programma nucleare

2.1. I costi delle attività previste dal programma nucleare sono riconosciuti in coerenza con la normativa vigente, nel rispetto dei principi generali di efficacia produttiva ed efficienza economica ed esclusivamente se riferiti al perimetro oneri nucleari. Di norma non sono riconosciuti i costi derivanti da decisioni e atti nella piena disponibilità di Sogin che abbiano dato luogo a penalità o oneri ad esse assimilabili, quali, ad esempio, penalità di carattere fiscale, spese sostenute per contenziosi attivati verso la Pubblica Amministrazione non andati a buon fine, penalità e costi legali conseguenti a inadempienze alla normativa, in primo luogo con riferimento a quanto riguarda la sicurezza sul lavoro e la sicurezza ambientale, salvo quanto precisato al successivo comma 3.3, lettera d.
2.2. I costi del programma nucleare ammissibili ai sensi del precedente comma 2.1, sono classificati nelle seguenti categorie:
   a. costi esterni delle attività commisurate all'avanzamento;
   b. costi ad utilità pluriennale;
   c. costi esterni delle attività non commisurate all'avanzamento e costi di personale (di seguito: costi efficientabili);
   d. corrispettivi per l'accelerazione delle attività di smantellamento e per le politiche di esodo del personale;
   e. imposte.
2.3. I costi di cui al precedente comma 2.2, lettera a, sono riconosciuti sulla base di un'analisi annuale preventivo/consuntivo, secondo i criteri definiti nel Titolo II, articolo 3, del presente provvedimento.
2.4. I costi di cui al precedente comma 2.2, lettera b, sono riconosciuti, previa analisi annuale preventivo/consuntivo, mediante le quote di ammortamento corrispondenti e prevedendo un'equa remunerazione del capitale investito, secondo le disposizioni di cui al Titolo II, articolo 4, del presente provvedimento.
2.5. I costi di cui al precedente comma 2.2, lettera c, sono riconosciuti secondo criteri incentivanti definiti dall'Autorità per periodi di regolazione di durata non inferiore ai tre anni, in coerenza con le disposizioni di cui al Titolo III del presente provvedimento.
2.6. L'Autorità riconosce inoltre annualmente a consuntivo un corrispettivo per l'accelerazione delle attività di smantellamento e un corrispettivo per le politiche di esodo del personale, di cui al successivo Titolo IV del presente provvedimento, ad integrazione dei costi riconosciuti ai sensi dei precedenti commi 2.3, 2.4 e 2.5.

2.7. Le imposte sono riconosciute a consuntivo nella misura di quelle imputabili alla commessa nucleare, secondo quanto previsto al comma 5.2 delle Disposizioni per la separazione contabile, al netto dell'applicazione delle aliquote IRES e IRAP agli eventuali utili positivi prima delle imposte di competenza della commessa nucleare, secondo modalità stabilite dall'Autorità all'inizio di ogni periodo di regolazione.

2.8. A partire dall'esercizio 2008, gli accantonamenti ai Fondi per rischi ed oneri "altri", di cui all'articolo 2424 del Codice civile, non sono oggetto di riconoscimento. La copertura degli oneri ai quali i medesimi si riferiscono, se connessi ad attività commisurate all'avanzamento, verrà garantita a consuntivo, nell'anno della loro manifestazione numeraria.

2.9. Gli utilizzi degli importi accantonati fino al 31 dicembre 2007 nei Fondi per rischi ed oneri "altri", di cui al medesimo articolo 2424 del Codice civile, già oggetto di riconoscimento, sono destinati esclusivamente alla copertura di costi riferiti al perimetro oneri nucleari.

TITOLO II:
RICONOSCIMENTO A PREVENTIVO/CONSUNTIVO
Articolo 3

Riconoscimento dei costi esterni relativi alle attività commisurate all'avanzamento

3.1. I costi esterni sostenuti in relazione alle attività commisurate all'avanzamento sono riconosciuti nell'anno di addebito al programma nucleare a seguito di analisi di preventivo e consuntivo condotta dall'Autorità su base annuale secondo i criteri di cui ai successivi commi. Possono rientrare in tale categoria costi esterni di *project management* esclusivamente se sostenuti sulla base di specifici contratti, il cui oggetto sia chiaramente e univocamente attribuibile alle attività commisurate all'avanzamento.

3.2. Nell'analisi a preventivo l'Autorità si attiene ai principi di cui al comma 2.1, nonché ai seguenti criteri specifici:
   a. i costi a preventivo sono riconosciuti tenendo conto della loro coerenza economica e di programmazione con il programma a vita intera di cui al successivo comma 12.1, lettera a;
   b. i costi a preventivo relativi a singole attività/voci di spesa non previste nel programma a vita intera di cui al successivo comma 12.1, lettera a; saranno riconosciuti a preventivo se legati ad eventi imprevedibili ed eccezionali di cui all'Articolo 11 o, comunque, sulla base di giustificati e documentati motivi.

3.3. Nell'analisi a consuntivo l'Autorità si attiene ai principi di cui al comma 2.1, nonché ai seguenti criteri specifici:
   a. i costi sostenuti in relazione a singole attività/voci di spesa per le quali, in sede di preventivo, l'Autorità abbia espresso esplicitamente parere negativo, di norma, non vengono riconosciuti a consuntivo;
   b. i costi legati ad eventi imprevedibili ed eccezionali di cui all'articolo 11 e i costi sostenuti per singole attività/voci di spesa non incluse nel preventivo, ai fini del loro riconoscimento a consuntivo, devono essere accompagnati da adeguata documentazione giustificativa, pena la non riconoscibilità;
   c. eventuali scostamenti positivi dei costi a consuntivo rispetto al preventivo, rapportati all'avanzamento fisico, sono riconosciuti sulla base di giustificati e documentati motivi;

d. costi derivanti da decisioni od atti nella piena disponibilità di Sogin che diano luogo a penalità o oneri assimilabili, la cui copertura non sia garantita da specifici accantonamenti ai sensi del comma 2.9, possono essere riconosciuti, nel limite massimo del 50%, a condizione che non sia stato accertato dolo o colpa grave.

3.4. Ai fini del riconoscimento annuale dei costi a consuntivo di cui al presente titolo la Sogin attesta che gli stessi sono frutto di procedure di acquisto conformi alle disposizioni del decreto legislativo n. 163/06, secondo le modalità previste nella reportistica di cui al successivo articolo 12.

3.5. Nel caso in cui le procedure di acquisto siano avvenute mediante trattativa privata, procedura ristretta o negoziata, ai fini del riconoscimento dei relativi costi, Sogin attesta, secondo le modalità previste nella reportistica di cui al successivo articolo 12, che dette modalità di acquisto sono state seguite nei casi previsti dal decreto legislativo n. 163/06, ne fornisce le motivazioni e adeguata documentazione volta a dimostrare la congruità economica della spesa sostenuta.

3.6. L'inottemperanza totale o parziale a quanto disposto dai precedenti commi 3.4 e 3.5 comporta, di norma, il non riconoscimento dei relativi costi a consuntivo.

Articolo 4

Riconoscimento di costi ad utilità pluriennale

4.1. I costi ad utilità pluriennale sono ammessi tra i costi riconosciuti sulla base di un'analisi annuale preventivo/consuntivo applicando i criteri previsti nei precedenti commi da 3.2 a 3.6, per quanto applicabili.

4.2. In relazione ai costi ad utilità pluriennale ammessi ai sensi del precedente comma 4.1, in ciascun anno, è previsto il riconoscimento di:

   a. quote costanti di ammortamento calcolate sulla base delle vite utili di cui alla tabella A.1 del presente Allegato;
   b. un'equa remunerazione del capitale investito netto riconosciuto, calcolata applicando il tasso di remunerazione (*WACC*) definito dall'Autorità a inizio di ogni periodo di regolazione.

4.3. Il costo riconosciuto a copertura degli ammortamenti, di cui al precedente comma 4.2, lettera a, è calcolato *ex-post* con riferimento a ciascun anno *n*, quale valor medio tra il valore determinato al 31 dicembre dell'anno *n-1*, ed il valore al 31 dicembre del medesimo anno *n*, calcolato tenendo conto:

   a. del tasso di variazione medio nell'anno *n* del deflatore degli investimenti fissi lordi, rilevato dall'Istat;
   b. delle riduzioni del capitale investito lordo realizzatesi nell'anno *n* per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo ovvero a completamento della vita utile standard dei cespiti relativi a beni ad utilità pluriennale;
   c. degli investimenti lordi relativi a beni ad utilità pluriennale realizzati ed entrati in esercizio nell'anno *n*.

4.4. La remunerazione del capitale investito netto riconosciuto, di cui al precedente comma 4.2, lettera b è calcolata applicando il tasso derivante dalla seguente formula:

$$WACC(real - pre\,tax) = \frac{\left[1 + \left(\frac{Ke}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + Kd * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)}\right)\right]}{1 + rpi} - 1$$

dove:

- *Ke* è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- *E* è il capitale di rischio;
- *D* è l'indebitamento;
- *Kd* è il tasso di rendimento nominale sull'indebitamento;
- *tc* è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;
- *T* è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio;
- *rpi* è il tasso di inflazione.

4.5. Il capitale investito netto riconosciuto di cui al comma 4.2, lettera b, è calcolato *ex post* con riferimento a ciascun anno *n*, come valor medio tra il valore dal medesimo registrato al 31 dicembre dell'anno *n-1* e il 31 dicembre dell'anno *n*. Il capitale investito netto riconosciuto comprende il costo storico rivalutato dei costi ad utilità pluriennale ammessi, il capitale circolante netto afferente il perimetro nucleare medio dell'anno *n* e le poste rettificative relative a fonti di finanziamento non oneroso, ed in particolare:

a. acconti nucleari anticipati a Sogin, valorizzato in funzione del livello medio registrato nel corso dell'anno *n* da detta posta;
b. trattamento di fine rapporto (TFR), con riferimento alle quote accantonate oggetto di riconoscimento, pertinenti il perimetro oneri nucleari, valorizzato in funzione del livello medio registrato nel corso dell'anno *n* da detta posta ;
c. fondi per rischi ed oneri, con riferimento alle quote accantonate oggetto di riconoscimento, pertinenti il perimetro oneri nucleari, valorizzati in funzione del livello medio registrato nel corso dell'anno *n* da dette poste.

4.6. Ai fini del calcolo di cui al precedente comma 4.5, il costo storico rivalutato dei costi ad utilità pluriennale al 31 dicembre dell'anno n è calcolato aggiornando il costo storico rivalutato al 31 dicembre dell'anno *n-1* tenendo conto:

a. del tasso di variazione medio nell'anno *n* del deflatore degli investimenti fissi lordi, rilevato dall'Istat;
b. degli ammortamenti riconosciuti nell'anno *n* ai sensi del precedente comma 4.3
c. delle eventuali alienazioni o dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, relative a cespiti non completamente ammortizzati, valorizzati al costo storico rivalutato;
d. delle variazioni di immobilizzazioni in corso rientranti nella categoria dei costi ad utilità pluriennale;
e. delle nuove acquisizioni.

4.7. Qualora l'importo del capitale investito netto riconosciuto calcolato ai sensi del precedente comma 4.5 nell'anno *n* risulti inferiore a zero, gli Acconti nucleari, come risultano al 31 dicembre del medesimo anno *n*, sono incrementati di un ammontare pari al prodotto tra detto importo, espresso in valore assoluto, e un tasso pari alla media annua fatta registrare dall'euribor a un mese, maggiorato di 7 b.p..

TITOLO III:
RICONOSCIMENTO DEI COSTI EFFICIENTABILI

Articolo 5
Riconoscimento dei costi efficientabili

5.1. I costi efficientabili riconosciuti per ciascun anno n compreso nel periodo di regolazione sono determinati sulla base del seguente criterio:

$$CNCA_n = CNCA_{base} * \prod_{i}^{n} (1 + I_i + Y_i - X)$$

dove:

- $CNCA_n$ sono i costi efficientabili riconosciuti nell'anno n;
- $CNCA_{base}$ è il valore iniziale di riferimento per il riconoscimento dei costi efficientabili, di cui al successivo articolo 6;
- I_i è il tasso di variazione medio dell'anno i, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
- Y_i è fattore percentuale che tiene conto del verificarsi in ciascun anno i di eventi imprevedibili e eccezionali o di variazioni del quadro normativo, di cui al successivo articolo 11;
- X è l'obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività previsto per il periodo di regolazione, di cui al successivo articolo 7.

Articolo 6
Determinazione del valore iniziale di riferimento per il riconoscimento dei costi efficientabili

6.1. Il valore iniziale di riferimento per il riconoscimento dei costi efficientabili $CNCA_{base}$, di cui al precedente comma 5.1, è determinato dall'Autorità all'inizio di ogni periodo di regolazione sulla base delle informazioni fornite ai sensi delle Disposizioni per la separazione contabile e di ogni altra informazione ritenuta necessaria da parte dell'Autorità.

6.2. Di norma l'anno base è il penultimo anno del precedente periodo di regolazione.

6.3. Ai fini della determinazione di cui al precedente comma 6.1, i costi efficientabili a consuntivo dell'anno base, fermo restando quanto disposto al comma 2.1, sono corretti secondo i seguenti criteri:

a. non sono considerati i costi straordinari o le minusvalenze eventualmente registrate nell'anno base;
b. non sono considerati costi di competenza economica di anni diversi da quelli dell'anno base;
c. non sono considerati costi riconosciuti *una tantum*, quali quelli relativi a importi forfetari riconosciuti per rinnovi contrattuali o premi di produttività.

6.4. Ai fini della determinazione di cui al precedente comma 6.1, i costi efficientabili a consuntivo dell'anno base, corretti secondo quanto previsto al precedente comma 6.3, sono sommati alla quota parte delle maggiori o minori efficienze conseguite nel corso del periodo di regolazione, da attribuire alla Sogin secondo quanto previsto dal successivo comma 10.2.

6.5. Il livello del $CNCA_{base}$ è determinato applicando al valore ottenuto ai sensi del precedente comma 6.4 i parametri correttivi, di cui al precedente comma 5.1, in vigore nel precedente periodo regolatorio.

COPIA

6.6. L'Autorità si riserva la facoltà di aggiornare il livello di $CNCA_{base}$, anche all'interno di un periodo di regolazione, nel caso in cui emergessero scelte da parte della Sogin che comportino una modifica sostanziale nelle politiche di conferimento delle attività commisurate a soggetti esterni piuttosto che a risorse interne, nel caso in cui tali scelte comportino una ricaduta negativa in termini di onerosità aggiuntiva per il sistema elettrico.

6.7. Ai fini di cui al precedente comma 6.6, la Sogin trasmette all'Autorità, in occasione della presentazione dei consuntivi di cui al successivo comma 12.1, lettera c, secondo le modalità previste nella reportistica di cui al medesimo comma, apposita dichiarazione del legale rappresentante che attesta:
   a. l'eventuale assegnazione a soggetti esterni, anche se società controllate o collegate alla Sogin, di attività di cui al comma 1.1, lettera d, precedentemente svolti tramite personale interno, precisando il valore economico delle suddette attività;
   b. l'eventuale assegnazione di attività di cui al comma 1.1, lettera d, a soggetti esterni che impiegano personale che nei tre anni precedenti abbia lavorato come dipendente presso la Sogin, precisando il valore economico delle suddette attività.

Articolo 7
Obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività

7.1. L' obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività X, di cui al precedente comma 5.1 è determinato dall'Autorità sulla base di una media ponderata tra:
   a. obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività dei costi obbligatori;
   b. obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività dei costi efficientabili al netto dei costi obbligatori.

7.2. Gli obiettivi di variazione dei tassi di produttività di cui al precedente comma 7.1, sono definiti all'inizio di ogni periodo di regolazione e rimangono invariati durante il periodo medesimo.

TITOLO IV:
CORRISPETTIVI PER L'ACCELERAZIONE DELLE ATTIVITÀ DI SMANTELLAMENTO E PER LE POLITICHE DI ESODO DEL PERSONALE

Articolo 8
Corrispettivo per l'accelerazione delle attività di smantellamento

8.1. Ogni anno a consuntivo l'Autorità determina un corrispettivo da riconoscere alla Sogin per l'accelerazione delle attività di smantellamento Z_n, calcolato secondo quanto previsto ai successivi commi da 8.2 a 8.10.

8.2. L'Autorità, definisce, all'inizio del periodo di regolazione, e successivamente ogni anno, un elenco di obiettivi da raggiungere nel triennio successivo di rilevante valore economico e/o strategico ai fini del rispetto del programma nucleare e relativi ad attività di *decommissioning* (*milestones*). Detto elenco è suddiviso per ciascun anno del triennio stesso ed è definito sulla base del programma triennale dettagliato e del programma a vita intera di cui al comma 12.1, lettere a e b, nonché delle proposte della Sogin di cui al successivo comma 8.5.

8.3. Il raggiungimento delle *milestones* di cui al precedente comma 8.2 deve essere verificabile in base ad eventi univocamente identificabili e misurabili.

8.4. L'Autorità assegna un peso convenzionale alle *milestones* identificate ai sensi del precedente comma 8.2, sulla base della loro importanza strategica e/o economica e della loro criticità ai fini dell'avanzamento del programma nucleare. La somma dei pesi afferenti alle *milestones*, in ciascun anno del triennio di riferimento, è pari a 100.

8.5. Ai fini della definizione dell'elenco di cui al comma 8.2, la Sogin presenta contestualmente al programma triennale dettagliato di cui al comma 12.1, lettera b, una proposta delle *milestones* da raggiungere per il triennio successivo e del loro valore economico, secondo le modalità previste dalla reportistica di cui al medesimo comma.

8.6. Nelle proposte di cui al precedente comma 8.5, non possono essere ripresentate *milestones* già previste nell'elenco di cui al comma 8.2 in anni passati e non realizzate, o propedeutiche alle medesime.

8.7. Ai fini della definizione dell'elenco di cui al comma 8.2, l'Autorità assume le proprie decisioni sulla base delle proposte di cui al precedente comma 8.5. e della loro coerenza con i piani triennali e a vita intera, tenendo conto delle esigenze di accelerazione delle attività di *decommissioning*, nonché dell'andamento di dette attività nel triennio precedente.

8.8. La Sogin comunica a consuntivo all'Autorità, per ogni anno n del periodo di regolazione, le *milestones* appartenenti all'elenco di cui al precedente comma 8.2 che sono state effettivamente raggiunte nel medesimo anno, secondo le modalità previste dalla reportistica di cui al successivo comma 12.1, lettera c, comprese le *milestones* eventualmente raggiunte in anticipo o in ritardo rispetto all'anno previsto nell'elenco di cui precedente comma 8.2.

8.9. Il corrispettivo Z_n è determinato secondo la seguente formula:

$$Z_n = 1{,}15 * X * CNCA_{n-1} * (PC_{ragg,n} / PC_{prev,n})^{1,5} \qquad \text{per } PC_{ragg,n} / PC_{prev,n} < 1$$

$$Z_n = 1{,}15 * X * CNCA_{n-1} + F * (PC_{ragg,n} / PC_{prev,n} - 1)^{3/4} \text{ per } PC_{ragg,n} / PC_{prev,n} \geq 1$$

dove:

- X è l'obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività previsto per il periodo di regolazione, di cui al precedente articolo 7;
- $CNCA_{n-1}$ è il parametro di cui al precedente comma 5.1 calcolato nell'anno n-1, e pari a $CNCA_{base}$ per n=1;
- F è un corrispettivo forfetario ed è posto pari a 4 milioni di euro;
- $PC_{ragg.,n}$ è la somma dei pesi convenzionali delle *milestones* che sono state effettivamente raggiunte nell'anno n, calcolato come previsto al successivo comma 8.10;
- $PC_{prev.,n}$ è la somma dei pesi delle *milestones* il cui raggiungimento era previsto nell'anno n, secondo l'elenco di cui al precedente comma 8.2. Ai sensi di quanto previsto al precedente comma 8.4, $PC_{prev,n}$ è sempre pari a 100.

8.10. $PC_{ragg,n}$ è la somma delle pesi delle *milestones* conseguite nell'anno n come comunicato dalla Sogin ai sensi di quanto previsto al precedente comma 8.8, tenendo conto che:

a. le *milestones* conseguite in anni successivi a quelli previsti nell'elenco di cui al precedente comma 8.2 hanno un peso convenzionalmente posto pari a 0;

b. il peso delle *milestones* che sono state anticipate rispetto all'elenco di cui al precedente comma 8.2 è compreso nel calcolo di $PC_{ragg,n}$ dall'anno di effettiva realizzazione fino a quello previsto nel medesimo elenco.

COPIA

8.11. L'Autorità si riserva di effettuare verifiche ispettive sull'effettivo raggiungimento delle *milestones* di cui al precedente comma 8.8.

8.12. Per gli esercizi successivi al 2008, l'Autorità valuterà l'opportunità di valersi, ai fini del calcolo del corrispettivo Z_n di cui al precedente comma 8.9, della metodologia dell'*Earned Value* per la misurazione del valore economico conseguito su un numero di task obiettivo prestabilito.

8.13. L'adozione della metodologia dell'*Earned Value* di cui al precedente comma 8.12 potrà avvenire solo a seguito dell'adozione da parte della Sogin di procedure di controllo dell'avanzamento fisico delle task obiettivo approvate dall'Autorità.

Articolo 9
Corrispettivo per le politiche di esodo del personale

9.1. Ogni anno, a consuntivo, l'Autorità determina un corrispettivo da riconoscere alla Sogin per le politiche di ottimizzazione del personale attraverso lo strumento dell'incentivo all'esodo W_n, calcolato secondo quanto previsto ai successivi commi da 9.2 a 9.5.

9.2. Il corrispettivo W_n di cui al precedente comma 9.1 è calcolato secondo la formula seguente:

$$W_n = IE_{stbase} * \prod_i^n (1 + I_i + Y_i - X) + (IE_n - AMM_n) \text{ dove:}$$

dove:

- IE_{stbase} è l'incentivo sistematico riconosciuto nel periodo di regolazione;
- I_j è il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo, calcolato secondo quanto previsto al precedente comma 5.1;
- Yi è fattore percentuale che tiene conto del verificarsi in ciascun anno i di eventi imprevedibili e eccezionali o di variazioni del quadro normativo, di cui al successivo articolo 11;
- X è l'obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività previsto per il periodo di regolazione, di cui al precedente articolo 7;
- IE_n è l'incentivo straordinario che si rendesse necessario nell'anno *n*;
- AMM_n è la riduzione dei costi attesa nell'anno *n* derivante dagli incentivi straordinari riconosciuti negli anni precedenti a *n* e non ancora completamente ammortizzati e calcolata secondo la seguente formula:

$$AMM_n = \sum_{j=b}^{n-1} \frac{IE_j}{na_j}$$

con:

- IE_j è l'incentivo straordinario riconosciuto dall'Autorità nell'anno j e non ancora completamente ammortizzato;
- na_j è il periodo di ammortamento dell'incentivo IE_j, fissato dall'Autorità all'inizio di ciascun periodo regolatorio;
- b è l'anno base che è stato preso a riferimento ai fini del calcolo di $CNCA_{base}$ per il periodo di regolazione corrente.

9.3. La Sogin presenta, contestualmente al piano triennale di cui al successivo comma 12.1, lettera b, un piano del personale e gli eventuali piani di incentivo all'esodo relativi.

9.4. I piani di incentivo all'esodo di cui al precedente comma evidenziano il numero di unità di organico oggetto di incentivo, i costi degli incentivi previsti e i benefici economici attesi per i singoli anni del programma, secondo quanto previsto dalla reportistica di cui al successivo articolo 12.

9.5. Sulla base delle informazioni di cui ai precedenti commi 9.3 e 9.4, l'Autorità definisce a consuntivo il parametro IE_n relativo agli eventuali incentivi all'esodo straordinari sostenuti dalla Sogin nell'anno *n* in coerenza con i piani di cui al precedente comma 9.3.

TITOLO V:
DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 10
Ripartizione delle maggiori efficienze a fine periodo

10.1. Eventuali maggiori o minori efficienze conseguite nel corso del periodo di regolazione sono ripartite simmetricamente tra Sogin e clienti finali del servizio elettrico, a valere sul successivo periodo di regolazione.

10.2. La quota parte di cui al precedente comma 10.1 è determinata secondo la seguente formula:

$$QPE = \frac{1}{2} * (CNCAR - CNCAE\ )$$

dove:

- QPE è la quota parte delle maggiori o minori efficienze realizzate nel periodo di regolazione appena concluso da attribuire alla Sogin;
- CNCAR è il valore dei costi efficientabili riconosciuti nell'anno base preso a riferimento per il successivo periodo di regolazione, calcolato come previsto al successivo comma 10.3;
- CNCAE è il livello dei costi efficientabili registrato effettivamente nell'anno base dalla Sogin, determinati in coerenza con quanto previsto al comma 6.5;

10.3. Il parametro CNCAR è calcolato come segue:

$CNCAR = CNCA - AMM$

dove

- CNCA è calcolato come previsto al comma 5.1 con riferimento all'anno base preso a riferimento per il successivo periodo di regolazione;
- AMM è calcolato come previsto al comma 9.2 con riferimento all'anno base preso a riferimento per il successivo periodo di regolazione.

Articolo 11
Eventi imprevedibili e eccezionali

11.1. Ai fini del presente provvedimento, sono considerati eventi imprevedibili ed eccezionali esclusivamente i seguenti casi:

a. cambiamenti sostanziali negli indirizzi strategici ed operativi emanati dal Ministero dello sviluppo economico;
b. modifiche nel quadro normativo di riferimento della commessa nucleare che comportino:
   i. ritardo della data di disponibilità del deposito nazionale dei rifiuti radioattivi;
   ii. definizione di livelli di rilascio all'ambiente più stringenti di quelli adottati come riferimento nelle previsioni dalla Sogin;
   iii. variazione del perimetro nucleare.

c. eventi naturali catastrofici, quali inondazioni, allagamenti, terremoti etc, a fronte dei quali sia stato dichiarato lo stato di calamità naturale dalle autorità competenti;
d. modifiche normative nelle prescrizioni tecniche o nei regolamenti di esercizio degli impianti o delle centrali che comportino una variazione significativa dei costi obbligatori.

11.2. La Sogin comunica preventivamente all'Autorità le variazioni di costi previsti dal verificarsi degli eventi di cui al precedente comma 11.1, lettera d, precisando le modifiche normative intervenute e le motivazioni dell'aumento dei costi previsto.

Articolo 12
Flussi informativi

12.1. Sogin, di norma, presenta all'Autorità, secondo quanto stabilito nel presente provvedimento e utilizzando gli schemi della reportistica predisposti dalla Direzione tariffe:
a. entro il 31 ottobre, ogni tre anni, a partire dal 2010, un programma a vita intera aggiornato dei costi complessivi della commessa nucleare;
b. ogni anno, entro il 31 ottobre, un programma triennale dettagliato dei costi esterni relativi alle attività commisurate e dei costi ad utilità pluriennale;
c. entro il 28 febbraio di ogni anno successivo a quello di riferimento, a partire dal 2009, prospetti di analisi degli scostamenti tra preventivo e consuntivo specifici per le attività commisurate all'avanzamento e per i costi ad utilità pluriennale, corredati da una dettagliata relazione sulle attività svolte, sui risultati raggiunti, sulle circostanze e gli avvenimenti che hanno condizionato l'attività, sulle motivazioni alla base delle modifiche dei programmi.

Articolo 13
Determinazioni dell'Autorità

13.1. L'Autorità:
a. alla fine di ogni periodo di regolazione, entro il 31 dicembre dell'ultimo anno del periodo di regolazione, determina i parametri validi per il successivo periodo di regolazione, secondo i principi del presente provvedimento e sulla base dell'analisi del programma a vita intera di cui al precedente comma 12.1, lettera a;
b. entro il 31 dicembre di ogni anno determina i costi riconosciuti a preventivo per l'anno successivo, relativamente ai costi esterni delle attività commisurate e ai costi ad utilità pluriennale, sulla base del programma triennale dettagliato di cui al precedente comma 12.1, lettera b;
c. entro il 31 marzo di ogni anno determina il totale dei costi riconosciuti per l'anno precedente, determinando:
   i. i costi esterni delle attività commisurate e i costi ad utilità pluriennale riconosciuti, ai sensi del Titolo II, anche sulla base dei prospetti di cui al precedente comma 12.1, lettera c;
   ii. il valore dei costi efficientabili riconosciuti $CNCA_n$, di cui all'articolo 5;
   iii. il valore dei corrispettivi Z_n e W_n di cui ai precedenti articoli 8 e 9.

Articolo 14

Finanziamento dei costi riconosciuti

14.1. L'Autorità definisce le modalità di finanziamento dei costi riconosciuti attraverso l'attribuzione delle risorse finanziarie generate dalla componente tariffaria A2 e/o l'utilizzo delle disponibilità finanziarie di competenza della commessa nucleare.

14.2. Tutti i ricavi derivanti dalle attività di smantellamento e di valorizzazione dei siti e delle infrastrutture esistenti di cui all'articolo 1, comma 102, della legge n. 239/04, concorrono alla copertura dei costi riconosciuti dall'Autorità nella misura dell'80%, nel caso dei ricavi derivanti dalle attività di smantellamento, quali la vendita di materiali e attrezzature, e del 90% nel caso di ricavi connessi alla vendita/valorizzazione di edifici e terreni.

Allegato B

DISPOSIZIONI IN MATERIA DI SEPARAZIONE CONTABILE PER LA SOCIETÀ SOGIN S.P.A. , AI FINI DELLA RENDICONTAZIONE DEI COSTI DELLE ATTIVITÀ DI SMANTELLAMENTO DELLE CENTRALI ELETTRONUCLEARI DISMESSE, DI CHIUSURA DEL CICLO DEL COMBUSTIBILE NUCLEARE E DELLE ATTIVITÀ CONNESSE E CONSEGUENTI, DI CUI ALLA LEGGE 17 APRILE 2003, n. 83

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Articolo 1
Definizioni

1.1. Ai fini dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui ai Criteri di efficienza economica, integrate come segue:
   a. **attività**: è una fase operativa che può essere gestita come un'impresa separata;
   b. **comparto**: è un'unità logico-organizzativa che individua una aggregazione di valori economici per destinazione più analitica di quanto previsto dalle attività;
   c. **servizio comune**: è un'unità logico-organizzativa che svolge funzioni in modo centralizzato nell'ambito dello stesso soggetto giuridico riferite in generale all'intera impresa;
   d. **funzione operativa condivisa**: è una funzione aziendale, svolta anche attraverso una struttura dedicata, che nell'ambito dello stesso soggetto giuridico presta servizi di natura operativa, di tipo tecnico e/o commerciale, in maniera condivisa ad almeno due attività del soggetto medesimo;
   e. **gruppo societario**: è l'insieme di società tra le quali sussistano situazioni di controllo ai sensi dell'articolo 26 del decreto legislativo n. 127/91.

TITOLO I:
STRUTTURA DELLA SEPARAZIONE CONTABILE
Articolo 2
Attività e comparti

2.1. Ai fini della separazione contabile delle poste del proprio bilancio di esercizio, la Sogin individua le seguenti attività:
   a. Commessa nucleare;
   b. Altre attività.

2.2. La Commessa nucleare è definita dalle attività che rientrano nel perimetro oneri nucleari. Le *Altre attività* comprendono tutte le altre attività svolte dalla Sogin che non rientrano nella Commessa nucleare.

2.3. Per l' attività Commessa nucleare costituiscono comparti di separazione contabile:
   a. Decommissioning: sono le attività di cui al comma 1.1, lettera n, dei Criteri di efficienza economica;
   b. Chiusura ciclo combustibile: sono alle attività di cui al comma 1.1, lettera h, dei Criteri di efficienza economica;
   c. Mantenimento in sicurezza ed emergenza: sono alle attività di cui al comma 1.1, lettera s, dei Criteri di efficienza economica.

2.4. Per le *Altre attività* Sogin costituiscono comparti di separazione contabile:
   a. Attività nucleari per terzi;
   b. Attività non nucleari.

Articolo 3

Servizi comuni e funzioni operative condivise

3.1. Costituiscono servizi comuni:
- a. approvvigionamenti e acquisti;
- b. trasporti e autoparco;
- c. logistica e magazzini;
- d. servizi immobiliari e facility management;
- e. servizi informatici;
- f. ricerca e sviluppo;
- g. servizi di ingegneria e di costruzione;
- h. servizi di telecomunicazione;
- i. servizi amministrativi;
- j. servizi finanziari.
- k. organi legali e societari, alta direzione e staff centrali;
- l. servizi del personale e delle risorse umane.

3.2. Costituisce funzione operativa condivisa:
- a. telecontrollo, manutenzione e servizi tecnici.

TITOLO II
NORME DI CONTABILITA'

Articolo 4

Norme di contabilità separata per attività e comparti

4.1. Ai fini della separazione contabile per attività e comparti Sogin adotta sistemi di tenuta della contabilità, basati su dati analitici, verificabili e documentabili, atti a rilevare le poste economiche in maniera distinta per le singole attività e comparti e le poste patrimoniali per le singole attività, come se queste fossero svolte da imprese separate, allo scopo di evitare discriminazioni e trasferimenti incrociati di risorse.

4.2. Sogin adotta fin dall'origine nei propri sistemi di contabilità l'articolazione delle poste economiche e patrimoniali necessaria alla redazione dei conti annuali separati di cui al successivo comma 6.1.

4.3. I conti annuali separati di cui al successivo comma 6.1 sono redatti tramite l'applicazione dei criteri di valutazione adottati da Sogin per la redazione del proprio bilancio di esercizio.

4.4. Nella redazione dei conti annuali separati di cui al successivo comma 6.1, i crediti dai soci per versamenti ancora dovuti, le poste patrimoniali relative alla liquidità e al patrimonio netto non sono attribuite alle attività, ai servizi comuni e alle funzioni operative condivise, ma vengono esposte in un'apposita colonna "Valori non attribuiti".

4.5. Nella redazione dei conti annuali separati al successivo comma 6.1, lettera d le poste economiche relative ai proventi e agli oneri straordinari, alle rettifiche di valore di attività finanziarie, ai proventi e agli oneri finanziari e alle imposte sul reddito sono attribuite alle sole attività e non anche ai comparti.

4.6. Per la redazione dei conti annuali separati al successivo comma 6.1 Sogin:
- a. attribuisce direttamente alle attività e, limitatamente alle poste economiche, ai comparti di cui all'Articolo 2, tutte le poste patrimoniali ed economiche che è in grado di attribuire in modo completo ed esclusivo oppure che possono essere attribuite attraverso una specifica e verificabile misurazione fisica del fattore produttivo utilizzato, sulla base di rilevazioni di contabilità generale o, qualora l'informazione non sia da questa desumibile, facendo ricorso alle rilevazioni di contabilità analitica;

b. attribuisce direttamente ai servizi comuni e funzioni operative condivise di cui all'Articolo 3 le poste patrimoniali ed economiche che non è in grado di attribuire direttamente alle attività, rilevando anche le eventuali transazioni economiche interne tra servizi comuni e funzioni operative condivise, sulla base di rilevazioni di contabilità generale o, qualora l'informazione non sia da questa desumibile, facendo ricorso alle rilevazioni di contabilità analitica;
c. qualora i crediti e/o i debiti operativi non risultino attribuibili secondo quanto previsto nelle precedenti lettere a e b li attribuisce alle attività, ai servizi comuni e funzioni operative condivise proporzionalmente all'ammontare complessivo annuo dei ricavi e/o dei costi a cui si riferiscono, rilevabile per ogni singola attività, servizio comune e funzione operativa condivisa;
d. determina i valori delle poste economiche attribuibili a ciascuna attività e a ciascun comparto sulla base:
    i. dei valori risultanti dall'attribuzione diretta di cui alla precedente lettera a e b;
    ii. delle eventuali transazioni interne tra le singole attività operate secondo le modalità previste dal successivo Articolo 8;
    iii. delle quote dei costi delle funzioni operative condivise e dei servizi comuni, determinati ai sensi della precedente lettera b, che attribuisce alle attività secondo le modalità previste dal successivo Articolo 7.
e. determina i valori delle poste patrimoniali attribuibili a ciascuna attività sulla base:
    i. dei valori risultanti dall'attribuzione diretta di cui alla precedente lettera a, b e c;
    ii. delle poste patrimoniali attribuite alle funzioni operative condivise e ai servizi comuni, determinati ai sensi della precedente lettera b, che, attribuisce alle attività secondo le modalità previste dal successivo Articolo 7.

Articolo 5

Separazione di alcune poste particolari

5.1. Le poste patrimoniali attinenti i Fondi per rischi ed oneri ed il Trattamento di fine rapporto per lavoro subordinato sono attribuite alle singole attività e ai singoli servizi comuni e funzioni operative condivise sulla base dell'individuazione della specifica appartenenza della partita di riferimento. Le poste patrimoniali attinenti ad eventuali ulteriori fondi del passivo non direttamente attribuibili devono essere attribuite secondo criteri di ragionevolezza opportunamente illustrati e motivati nella nota di commento ai conti annuali separati.

5.2. Le imposte sul reddito dell'esercizio iscritte nel bilancio di Sogin, comprensive della quota corrente, anticipata e differita, sono attribuite direttamente ed integralmente alle singole attività sulla base dell'imponibile fiscale a ciascuna attribuibile.

5.3. I proventi finanziari sono attribuiti alla commessa nucleare sulla base di quanto disposto all'articolo 4 dei Criteri di efficienza economica.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

TITOLO III
CONTI ANNUALI SEPARATI

Articolo 6
Conti annuali separati

6.1. Sogin redige i conti annuali separati, riservati all'Autorità, comprendenti:
   a. stato patrimoniale base, con indicazione dettagliata delle diverse voci dell'attivo e del passivo delle singole attività, dei singoli servizi comuni e funzioni operative condivise senza attribuzione alle attività dei valori relativi ai servizi comuni e funzioni operative condivise;
   b. stato patrimoniale ripartito, con indicazione dettagliata delle diverse voci dell'attivo e del passivo delle singole attività con l'integrale attribuzione alle attività dei valori relativi ai servizi comuni e funzioni operative condivise;
   c. conto economico base, con indicazione dettagliata delle diverse voci che lo compongono, dei singoli comparti, raggruppati per attività, dei singoli servizi comuni e funzioni operative condivise senza attribuzione alle attività e ai comparti dei valori relativi ai servizi comuni e funzioni operative condivise;
   d. conto economico ripartito, con indicazione dettagliata delle diverse voci che lo compongono, dei singoli comparti, raggruppati per attività, con l'integrale attribuzione alle attività dei valori relativi ai servizi comuni e funzioni operative condivise.

Articolo 7
Attribuzione delle poste patrimoniali ed economiche dei servizi comuni e funzioni operative condivise

7.1. Nella redazione dei conti annuali separati di cui al comma 6.1, lettera d, le poste economiche attribuite a ciascun servizio comune e funzione operativa condivisa, previa deduzione di eventuali componenti positive di reddito registrate nel valore della produzione che hanno esclusivamente funzione rettificativa dei costi, quali gli incrementi di immobilizzazioni per lavori interni, le variazioni delle rimanenze e dei lavori in corso e gli altri ricavi e proventi che abbiano natura di rimborso, sono attribuite alle attività in funzione del peso del driver di attribuzione del singolo servizio comune e funzione operativa condivisa scelto da Sogin tra quelli nelle Tabelle B.1 e B.2 allegate al presente provvedimento.

7.2. Le componenti positive di reddito registrate nel Valore della produzione diverse da quelle di cui al comma 7.1 sono attribuite alle Altre attività, congiuntamente con la quota dei costi correlata a tali componenti positive di reddito.

7.3. Nella redazione dei conti annuali separati di cui al comma 6.1, lettera b, le poste patrimoniali attribuite a ciascun servizio comune e funzione operativa condivisa sono attribuite alle attività in funzione del peso del driver di attribuzione del singolo servizio comune e funzione operativa condivisa scelto da Sogin tra quelli previsti nelle Tabelle B.1 e B.2 allegate al presente provvedimento.

7.4. Variazioni rispetto agli anni precedenti dei driver di attribuzione del singolo servizio comune e funzione condivisa di cui al precedenti commi 7.1 e 7.3, possono avvenire solo nell'ambito dei driver previsti nelle Tabelle B.1 e B.2 e comunque per casi eccezionali. In tali casi la Sogin evidenzia dette variazioni, adeguatamente motivate, e ne quantifica l'impatto in termini di costi allocati alle attività e ai comparti, secondo quanto previsto al successivo comma 11.1.g.

Articolo 8
Transazioni nell'ambito dello stesso soggetto giuridico

8.1. La valorizzazione delle operazioni tra i singoli comparti e le singole attività e quelle tra i singoli servizi comuni e funzioni operative condivise deve avvenire al valore di mercato del bene o del servizio. In tal senso, il valore di mercato è determinato in base ai seguenti criteri:
   a. le prestazioni di servizi soggetti a regolazione tariffaria sono valutate secondo i criteri definiti dalla competente autorità;
   b. tutte le altre prestazioni di servizi o cessioni di beni sulla base del prezzo del mercato di riferimento.

8.2. Le modalità di determinazione del prezzo di mercato di cui al comma precedente devono essere opportunamente verificabili tramite:
   a. copia di eventuali contratti o di altri documenti dai quali risulti il prezzo di mercato, applicato a soggetti indipendenti, utilizzato per la valorizzazione delle operazioni;
   b. documentazione che evidenzi la modalità di calcolo dei prezzi unitari utilizzati per la valorizzazione delle operazioni;
   c. documentazione che evidenzi i volumi delle operazioni;
   d. riepilogazioni a consuntivo relative al numero di operazioni registrate nel corso dell'esercizio e alla loro entità.

8.3. Le operazioni tra attività nell'ambito dello stesso soggetto per le quali non è possibile fare riferimento ad un prezzo formatosi sul libero mercato, devono essere valorizzate nei limiti del costo pieno a consuntivo.

Articolo 9
Transazioni nell'ambito del gruppo societario

9.1. Indipendentemente dal prezzo effettivamente pagato, la valorizzazione delle cessioni di beni e le prestazioni di servizio con altre imprese appartenenti al medesimo gruppo societario di Sogin deve avvenire in base al principio del prezzo di libera concorrenza tra le parti o di valore normale, vale a dire il principio del prezzo che sarebbe stato concordato tra imprese indipendenti per operazioni identiche o similari a condizioni identiche o similari nel libero mercato.

9.2. Sogin conserva per almeno 10 anni tutta la documentazione necessaria a verificare il rispetto di quanto stabilito al precedente comma consistenti, come minimo, in:
   a. contratti di servizio che regolamentino in dettaglio natura, modalità di fruizione e prezzi utilizzati per le operazioni;
   b. documentazione che evidenzi le modalità di calcolo dei prezzi unitari di trasferimento utilizzati per le operazioni;
   c. rilevazione a consuntivo del numero e della quantità di operazioni registrate nel corso dell'esercizio.

Articolo 10
Separazione contabile del bilancio consolidato

10.1. Sogin separa, con le stesse modalità adottate per la separazione delle voci del bilancio di esercizio di cui agli articoli precedenti, le voci del bilancio consolidato redatto ai sensi della normativa vigente. Ai fini della separazione contabile del bilancio consolidato Sogin redige i conti annuali separati di cui al comma 6.1 e li trasmette all'Autorità nei termini previsti dal comma 13.1.

COPIA

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Articolo 11

Nota di commento ai conti annuali separati

11.1. La nota di commento ai conti annuali separati deve contenere, come minimo, le seguenti informazioni:

a. la dichiarazione da parte della società circa i principi contabili adottati per la redazione dei conti annuali separati, nonché la dichiarazione che i conti annuali separati derivano dal bilancio di esercizio approvato e depositato e che pertanto, le relative poste, a livello di singola voce prevista dal Codice civile, coincidono con quelle del bilancio di esercizio;

b. illustrazione dettagliata dei principi adottati ai fini della capitalizzazione dei costi sostenuti, precisando eventuali particolarità applicative connesse alle specificità delle attività di Sogin;

c. la descrizione del contenuto delle attività, dei comparti, dei servizi comuni e funzioni operative condivise in cui si articolano le operazioni della società;

d. la descrizione delle procedure e dei sistemi di contabilità analitica e gestionale adottati per il rispetto del requisito di separazione contabile delle attività e dei comparti in cui si articolano le operazioni della società;

e. un prospetto, riconciliabile con i conti annuali separati di cui al comma 6.1, recante le consistenze complessive di ciascuna posta economica afferente servizi comuni e funzioni operative condivise, prima della fase di imputazione diretta alle attività di cui al comma 4.6, lettera a;

f. la natura dei ribaltamenti operati dai servizi comuni e funzioni operative condivise alle attività, indicando in particolare i driver utilizzati e i motivi della loro scelta;

g. le motivazioni di eventuali cambiamenti rispetto all'anno precedente in relazione ai driver utilizzati, nonché la quantificazione dell'impatto in termini di costi allocati alle attività e ai comparti di detti cambiamenti;

h. in relazione ai driver di cui alla precedente lettera f, la descrizione delle basi dati gestionali utilizzate per la loro costruzione ai fini del ribaltamento alle attività delle poste patrimoniali ed economiche attribuite ai servizi comuni e funzioni operative condivise;

i. la natura, la quantità e le metodologie di valorizzazione delle transazioni interne tra comparti e tra i singoli servizi comuni e funzioni operative condivise;

j. la natura, la quantità e le metodologie di valorizzazione delle transazioni all'interno allo stesso gruppo societario;

k. le spese pubblicitarie, di rappresentanza e di marketing;

l. eventuali costi non riconosciuti da parte dell'Autorità e loro collocazione nei conti annuali separati;

m. l'eventuale differenza positiva o negativa tra i costi complessivamente riconosciuti dall'Autorità nell'esercizio ed i costi effettivamente sostenuti nel medesimo esercizio pertinenti il perimetro oneri nucleari;

n. la composizione delle singole voci relative alle attività, ai servizi comuni e funzioni operative condivise, e le ragioni delle loro variazioni più significative rispetto all'esercizio precedente;

o. l'effetto delle scritture di consolidamento sui conti annuali separati;

p. le eventuali spese derivanti da decisioni ed atti di Sogin che abbiano dato luogo a penalità o oneri ad esse assimilabili, quali, ad esempio, penalità di carattere fiscale, spese sostenute per contenziosi attivati verso la Pubblica Amministrazione non andati a buon fine, penalità e costi legali conseguenti inadempienze alla normativa, in primo luogo con riferimento a quanto riguarda la sicurezza sul lavoro e la sicurezza ambientale, e la loro allocazione;
q. un prospetto relativo al valore medio annuo delle disponibilità proprie della Commessa nucleare, calcolato come media aritmetica della somma algebrica dei saldi annuali iniziali e finali delle seguenti voci:
   i. acconti nucleari;
   ii. trattamento fine rapporto proprio della commessa nucleare;
   iii. fondo rischi e oneri proprio della commessa nucleare;
   iv. credito IVA proprio della commessa nucleare (al netto di eventuali rimborsi);
   v. crediti verso CCSE non fruttiferi;
   vi. lavori in corso della commessa nucleare;
   vii. variazioni cumulate dei beni ad utilità pluriennale della commessa nucleare rispetto ai valori di conferimento.
r. un prospetto di dettaglio dei costi oggetto di capitalizzazione nell'esercizio, ripartiti per attività, comparti, servizi comuni e funzioni operative condivise, con indicazione della natura dei costi medesimi;
s. un prospetto relativo alla stratificazione storica delle immobilizzazioni materiali e immateriali afferenti a beni ad utilità pluriennale.

Articolo 12
La revisione contabile dei conti annuali separati

12.1. I conti annuali separati, compresi quelli riferiti al bilancio consolidato, sono sottoposti a revisione contabile. La certificazione è rilasciata dallo stesso soggetto che ha certificato il bilancio di esercizio di Sogin.

12.2. La relazione del revisore sui conti annuali separati, destinata all'Autorità, deve contenere informazioni in merito:
a. alla corrispondenza dei principi contabili adottati nella redazione dei conti annuali separati con quelli adottati nel bilancio aziendale;
b. alla corrispondenza dei saldi delle voci patrimoniali ed economiche dei conti annuali separati con quelli risultanti dal bilancio aziendale;
c. al rispetto dei principi di separazione contabile delle attività e del divieto di trasferimenti incrociati tra attività e tra comparti, con riferimento alla valorizzazione delle transazioni all'interno dello stesso soggetto giuridico e all'interno del gruppo societario;
a. all'adeguatezza dell'assetto contabile adottato e delle procedure amministrative per il rispetto delle finalità della separazione contabile;
b. alla correttezza delle procedure gestionali volte alla costruzione dei driver e alla attendibilità dei dati fisici di supporto per la valorizzazione dei driver;
c. al rispetto da parte della società dell'obbligo di contenuto minimo delle informazioni della nota di commento ai conti annuali separati.

...-LINE

Articolo 13

Invio dei conti annuali separati all'Autorità

13.1. I conti annuali separati, la nota di commento redatti ai sensi del presente provvedimento, il bilancio di esercizio, la relazione del revisore dei conti annuali separati sono trasmessi da Sogin all'Autorità entro 60 (sessanta) giorni dall'approvazione del bilancio di esercizio.

Tabella 1.1 : *Milestones* 2008

Centrale o impianto	Milestones 2008	Modalità di rilevamento	Peso
Caorso	Ultimazione demolizione edificio Torri RHR	Verbale di ultimazione lavori	2,5
Caorso	Ultimazione attività supercompattazione rifiuti pregressi	Verbale di ultimazione lavori	2,3
Caorso	Formalizzazione contratto per trasporto e trattamento rifiuti tecnologici (Studsvik)	Contratto firmato dall'appaltatore	3,5
Caorso	Ultimazione realizzazione Phadec ed Stazione Gestione Materiali	Verbale di ultimazione lavori	5
Garigliano	Formalizzazione del contratto per la rimozione dell'amianto nell'edificio reattore	Contratto firmato dall'appaltatore	2,8
Garigliano	Formalizzazione contratto per l'esecuzione delle palificate per il deposito dei rifiuti radioattivi D1	Contratto firmato dall'appaltatore	2,5
Garigliano	Ultimazione opere civili per adeguamento a deposito edificio ex-diesel	Verbale di ultimazione lavori	4,5
Garigliano	Completamento attività di "pulizia" reattore propedeutica alla rimozione amianto	Verbale fine lavori	2,3
Latina	Formalizzazione del contratto per la realizzazione del nuovo deposito dei rifiuti radioattivi	Contratto firmato dall'appaltatore	2,9
Latina	Inizio dello smontaggio della prima linea delle condotte superiori	Verbale di inizio lavori	2,4
Latina	Ultimazione della demolizione delle strutture interne dell'edificio turbina	Verbale di ultimazione lavori	2,4
Latina	Formalizzazione del contratto per la realizzazione dell'impianto trattamento fanghi radioattivi	Contratto firmato dall'appaltatore	3,5
Trino	Decreto di compatibilità ambientale	Decreto MATT	6
Trino	Formalizzazione contratto per realizzazione nuovo impianto elettrico edificio turbina	Contratto firmato dall'appaltatore	2,3
Trino	Formalizzazione contratto modifiche ventilazione contenitore primario	Contratto firmato dall'appaltatore	2,5
Trino	Ultimazione adeguamento locali per Monitor Release Facility	Verbale di ultimazione lavori	2,3
Trino	Formalizzazione contratto adeguamenti impiantistici sala macchine per utilizzo come deposito	Contratto firmato dall'appaltatore	2,3
Trino	Decisione su trattamento e condizionamento resine	Verbale CdA	3
Trisaia	Emissione bando di gara per l'Impianto di solidificazione del Prodotto Finito	Bando di gara	5,5
Trisaia	Ultimazione fabbricazione e inizio montaggi mock-up prodotto finito	Verbale di ultimazione lavori	3,8
Trisaia	Ultimazione trave di coronamento e impermeabilizzazione fossa irreversibile 7	Verbale di ultimazione lavori	2,8
Trisaia	Completamento lavori a terra per condotta a mare	Verbale di ultimazione lavori	3
Trisaia	Completamento lavori a mare per condotta a mare	Verbale di ultimazione lavori	3
Casaccia	Completamento: attività di rimozione amianto e demolizi civili per adeguamento OPEC 2	Stato avanzamento lavori	2,5
Casaccia	Completamento progettazione esecutiva e opere di cantierizzazione per smantellamento serbatoi interrati Waste A e B	Stato avanzamento lavori	2
Saluggia	Emissione bando di gara per realizzazione deposito D2 e nuova cabina elettrica	Bando di gara	3,5
Saluggia	Inizio realizzazione edificio pompe e serbatoio per il nuovo sistema di approvvigionamento idrico	Verbale di consegna aree	2,1
Saluggia	Ultimazione svuotamento acqua piscina	Verbalizzazione nel Libro di Marcia	2,5
Saluggia	Trasferimento rifiuti liquidi NTR-Candu nel NPS	Verbalizzazione nel Libro di Marcia	1,8
Bosco Marengo	Decreto di approvazione dell'istanza di smantellamento	Decreto MSE	6
Bosco Marengo	Apertura cantiere per attività di smantellamento	Verbale di consegna delle aree	6,5
		Totale pesi	100

Tabella 1.2 : *Milestones* 2009

Centrale o impianto	Milestones 2009	Modalità di rilevamento	Peso
Caorso	Formalizzazione contratto smantellamento componenti ed edificio Off-Gas	Contratto firmato dall'appaltatore	3
Caorso	Decreto di approvazione istanza di smantellamento	Decreto MSE	6
Caorso	Presentazione ad APAT del Piano Operativo per lo smantellamento del circuito primario e ausiliari edificio reattore	Lettera di invio ad APAT	3,5
Caorso	Stipula contratto trattamento resine	Contratto firmato con società specializzata	6
Garigliano	Presentazione RPP per adeguamento Radwaste	Lettera di invio ad APAT	3
Garigliano	Presentazione Piano di Disattivazione (PdD) per la riattivazione dei sistemi dell'edificio reattore	Lettera di invio ad APAT	5
Garigliano	Ultimazione dell'adeguamento dell'accesso controllato	Verbale di ultimazione lavori	3
Garigliano	Ultimazione dell'adeguamento dell'edificio ex-diesel a deposito	Verbale di ultimazione lavori	5,5
Latina	Decreto di approvazione istanza di smantellamento	Decreto MSE	6
Trino	Ultimazione lavori di realizzazione nuovo impianto elettrico edificio turbina	Verbale di ultimazione lavori	4,5
Trino	Termine installazione nuovo impianto di ventilazione contenitore	Verbale di constatazione	4
Trino	Completamento installazione stazione di cementazione	Verbale di ultimazione lavori	4
Trino	Ultimazione realizzazione "Monitor release facility"	Verbale di ultimazione lavori	5
Trino	Completamento installazione nuovo evaporatore per RR liquidi	Verbale di ultimazione lavori	3
Trino	Stipula contratto di trattamento e condizionamento resine	Contratto firmato con società specializzata	6,5
Trino	Ultimazione lavori adeguamenti impiantistici sala macchine per utilizzo come deposito	Verbale di ultimazione lavori	4
Trisaia	Ultimazione prove su mock-up Prodotto Finito	Verbale di ultimazione attività	4
Trisaia	Aggiudicazione gara realizzazione impianto solidificazione prodotto finito	Contratto firmato con appaltatore	6
Casaccia	Inizio realizzazione Sistema antincendio Plutonio	Verbale di ultimazione lavori	4
Saluggia	Ultimazione lavori di caratterizzazione, trattamento e bonifica pareti e intercapedine piscina	Verbalizzazione nel Libro di Marcia	4
Bosco Marengo	Ultimazione attività di smantellamento (escluse finiture, monitoraggio e ripristini)	Verbale di constatazione	10
		Totale pesi	100

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella 1.3 : *Milestones* 2010

Centrale o impianto	Milestones 2010	Modalità di rilevamento	Peso
Caorso	Approvazione APAT del Piano Operativo per lo smantellamento del circuito primario e ausiliari edificio reattore	Lettera APAT	4,5
Caorso	Ultimazione smantellamento componenti edificio Off-Gas	Verbale di ultimazione lavori	3
Garigliano	Progettazione esecutiva per scarifica e abbattimento camino e realizzazione nuovo punto di scarico	Consegna elaborati in versione finale	2
Garigliano	Avvio della realizzazione degli impianti per la bonifica delle trincee	Verbale consegna aree	3
Garigliano	Completamento rimozione amianto edificio reattore	Verbale di ultimazione lavori	4,5
Latina	Ultimazione dello smontaggio di cinque linee su sei delle condotte superiori	Verbale di constatazione	4,5
Latina	Nuovo deposito rifiuti radioat.: completamento opere civili	Verbale di constatazione	4,5
Latina	Realiz. impianto trattamento fanghi radioattivi: completamento opere civili	Verbale di constatazione	4,5
Trino	Ultimazione rimozione componenti non contaminati edificio ausiliari	Verbale di ultimazione lavori	5
Trino	Ultimazione realizzazione stazione gestione materiali	Verbale di ultimazione lavori	4,5
Trino	Formalizzazione del contratto per lo smantellamento del sistema primario	Contratto firmato dall'appaltatore	9
Trisaia	Ultimazione del trasferimento del combustibile Elk–River nelle nuove scatole di confinamento	Verbale di ultimazione attività	5
Trisaia	Inizio lavori di realizzazione Impianto di solidificazione del Prodotto Finito	Verbale di consegna aree	6,5
Casaccia	Ultimazione smantellamento serbatoi interrati Waste A e B (escluso sistemazioni e ripristini)	Verbale di constatazione con appaltatore	5
Casaccia	Ultimazione lavori e forniture strumentali per laboratorio di caratterizzazione OPEC – Plutonio	Verbale di ultimazione lavori	3
Saluggia	Inizio collaudi funzionali deposito D2	Giornale dei lavori	2,5
Saluggia	Ultimazione della realizzazione della nuova cabina elettrica	Verbale di ultimazione lavori	3,5
Saluggia	Aggiudicazione gara impianto Cemex	Contratto firmato dall'appaltatore	7
Saluggia	Apertura cantiere per la realizzazione impianto Cemex	Verbale di consegna aree	7,5
Saluggia	Completamento trattamento e condizionamento rifiuti IFEC	Verbale di ultimazione attività	4
Saluggia	Ultimazione lavori e sistemazioni del nuovo sistema di approvvigionamento idrico	Verbale di ultimazione lavori	3,5
Saluggia	Ultimazione lavori di sistemazione delle aree di cantiere e dei sottoservizi	Verbale di ultimazione lavori	3,5
			100

Tabella A.1: Vite utili dei beni ad utilità pluriennale

Categoria di cespite	Anni
Fabbricati industriali	40
Impianti e macchinari	10
Attrezzature industriali	10
Mobili e arredi	17
Dotazioni informatiche	5
Macchine d'ufficio	5
Mezzi di trasporto	5
Concessioni, licenze e marchi	3
Migliorie su immobili di terzi	6
Mezzi operativi	6

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella B.1: Driver di ribaltamento per le funzioni operative condivise

Funzione operativa condivisa	Driver
Funzione operativa condivisa tecnica di telecontrollo, di manutenzione e servizi tecnici	Numero di interventi registrati da ciascuna attività Numero delle richieste di intervento effettuate per ciascuna attività Costo a consuntivo degli interventi effettuati per ciascuna attività Totale delle ore di manodopera diretta di manutenzione registrata da ciascuna attività

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE O

Tabella B.2: Driver di ribaltamento per i servizi comuni

Servizio comune	Driver
Approvvigionamenti e acquisti	Numero ordini e/o contratti e/o gare di acquisto e appalto registrati da ciascuna attività Importo complessivo degli ordini e/o contratti e/o gare di acquisto registrato a consuntivo da ciascuna attività Numero di fatture passive registrato in contabilità da ciascuna attività
Trasporti e autoparco	Km effettivi, medi o normalizzati percorsi dai mezzi aziendali assegnati a ciascuna attività Costo consuntivo di gestione dei mezzi assegnati a ciascuna attività Costo di trasporto a consuntivo di ciascuna attività Ore di utilizzo per singolo servizio registrate da ciascuna attività
Logistica e magazzini	Numero di movimentazioni di magazzino (carichi e/o prelievi) rilevati da ciascuna attività Pesi e volumi movimentati per tipologie di materiali registrati da ciascuna attività Valore dei prelievi di magazzino registrati da ciascuna attività
Servizi immobiliari e *facility management*	Mq utilizzati da ciascuna attività Costo a consuntivo degli interventi di manutenzione richiesti da ciascuna attività Numero di addetti assegnati a ciascun attività Numero di unità immobiliari assegnate a ciascuna attività
Servizi informatici	Numero di elaborazioni effettuate per ciascuna attività Numero di postazioni assegnate a ciascuna attività Costo capitalizzato di software/hardware registrato a consuntivo da ciascuna attività Costo di manutenzione software/hardware registrato a consuntivo da ciascuna attività Tempi macchina per elaborazione dei dati di ciascuna attività Numero degli interventi di assistenza agli utilizzatori di ciascuna attività Volume di traffico registrato da ciascuna attività
Ricerca e sviluppo	Rilevazioni analitiche sulle commesse di riferimento
Servizi di ingegneria e di costruzioni	Rilevazioni analitiche sulle commesse di riferimento
Servizi di telecomunicazione	Volumi di traffico registrati da ciascuna attività Numero di postazioni attive assegnate a ciascuna attività
Servizi finanziari (partite diverse dai proventi finanziari netti)	In funzione dei proventi finanziari allocati alle diverse attività
Servizi amministrativi	Numero di transazioni registrate per attività Costi operativi diretti al netto dei costi di acquisto e trasporto di energia elettrica/gas registrati da ciascuna attività Righe di movimenti contabili registrati da ciascuna attività Ricavi delle vendite e delle prestazioni delle singole attività
Organi legali e societari, alta direzione e staff centrali	Costi operativi diretti al netto dei costi di acquisto e trasporto dell'energia elettrica/ gas registrati da ciascuna attività Ricavi delle vendite e delle prestazioni delle singole attività Per la sola segreteria: volumi e tipologia di traffico; numero postazioni attive
Servizi del personale e delle risorse umane	Numero di addetti o numero medio di addetti per ciascuna attività Numero di assunzioni effettuate per ciascuna attività

08A06026

COPIA TRATTA DA GURI ... LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 31 luglio 2008.

Modificazioni ed integrazioni con effetti nell'anno 2008 del titolo 4 dell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 marzo 2004, n. 48/04, recante disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale. (Deliberazione ARG/elt 105/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione 31 luglio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: decreto legislativo n. 379/03);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificato e integrato (di seguito l'Allegato A alla deliberazione n. 5/04);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 48/04, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 48/04);
- la deliberazione dell'Autorità 11 luglio 2005 n. 140/05 (di seguito: deliberazione n. 140/05);
- la deliberazione dell'Autorità 30 maggio 2006 n. 104/06 (di seguito deliberazione n. 104/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007 n. 175/07 (di seguito: deliberazione n. 175/07);
- il documento per la consultazione 18 marzo 2005 recante sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica di cui all'articolo 1 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: documento per la consultazione 18 marzo 2005);
- la lettera della società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) in data 30 Aprile 2008 (prot. Autorità 9 maggio 2008 n. 13538, di seguito: lettera 9 maggio 2008).

Considerato che:

- con il decreto legislativo n. 379/03, nell'ambito del servizio di dispacciamento, si persegue la finalità di concorrere alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva ai fini del raggiungimento e del mantenimento dell'adeguatezza dell'offerta di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale per la copertura della domanda nazionale con i necessari margini di riserva per far fronte all'aleatorietà della medesima domanda, nell'ambito delle prestazioni di risorse rese alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale (oggi Terna);
- l'articolo 5 del decreto legislativo n. 379/03 prevede che l'Autorità definisca il corrispettivo per la remunerazione, per un periodo transitorio, con decorrenza 1 marzo 2004 e termine alla data di entrata in funzione del sistema di remunerazione di cui all'articolo 1 del medesimo decreto legislativo, della disponibilità di capacità produttiva ai fini del raggiungimento dell'adeguatezza dell'offerta di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale;
- la previsione di un regime transitorio da attuare in tempi brevi dall'anno 2004 rifletteva la congiunturale situazione di inadeguatezza di capacità produttiva nel sistema elettrico nazionale di quel periodo;

- in attuazione di quanto previsto all'articolo 5 del decreto legislativo n. 379/03, con deliberazione n. 48/04 l'Autorità ha, tra l'altro, regolato l'approvvigionamento delle risorse a garanzia dell'adeguatezza del sistema elettrico nazionale per il periodo transitorio compreso tra l'1 marzo e l'entrata in funzione del sistema di remunerazione di cui all'articolo 1 del medesimo decreto legislativo e che, ad oggi, tale sistema definitivo non è ancora entrato in funzione;
- la deliberazione n. 48/04 ha determinato i corrispettivi da riconoscere agli utenti del dispacciamento in immissione per la disponibilità della capacità produttiva con riferimento al periodo compreso tra l'1 marzo ed il 31 dicembre 2004, e agli anni 2005, 2006 e 2007;
- l'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo n. 379/03 dispone che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni sulla base dei quali Terna dovrà elaborare una proposta per disciplinare il sistema definitivo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica;
- le risposte al documento per la consultazione 18 marzo 2005 hanno evidenziato, da un lato, elementi di criticità di alcuni operatori rispetto agli orientamenti formulati dall'Autorità e, dall'altro, hanno fatto emergere valutazioni molto eterogenee degli operatori circa i criteri e le condizioni che l'Autorità dovrebbe definire per il sistema di remunerazione di cui all'articolo 1 del decreto legislativo n. 379/03;
- nell'anno 2007 si è registrata una differenza pari a 80,76 milioni di euro tra il gettito disponibile per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva ed i costi a tal fine sostenuti da Terna nel medesimo periodo, come documentato nella lettera 9 maggio 2008;
- il corrispettivo unitario CAP1 e il prezzo di riferimento utilizzato per il computo del ricavo di riferimento RICR sono stati definiti per gli anni 2004, 2005 e 2006 sulla base dell'articolazione delle ore dell'anno per fasce di cui alla Tabella 1 dell'Allegato A della deliberazione n. 5/04, vigente nei rispettivi anni;
- a decorrere dal 1 gennaio 2007, la Tabella 1 allegata alla deliberazione n. 181/06 fissa le nuove fasce orarie su cui possono essere articolati i corrispettivi dei soli servizi di pubblica utilità oggetto delle disposizioni dell'Allegato A della deliberazione n. 5/04 e del TIV e che tali fasce, essendo state identificate con la finalità di raggruppare ore omogenee in termini di prezzo atteso dell'energia elettrica all'ingrosso, prevedono esclusivamente una differenziazione infra-giornaliera e infra-settimanale delle ore dell'anno senza prevedere alcuna forma di differenziazione stagionale pertanto non risultando sufficienti a discriminare in maniera accurata le ore di potenziale criticità del sistema elettrico nazionale nell'arco dell'anno;
- con la deliberazione n. 175/07 l'Autorità ha pertanto stabilito, anche per l'anno 2007, di articolare il corrispettivo CAP1 secondo le fasce di cui alla Tabella 1 del TIT vigente per l'anno 2006 aggiornate per l'anno 2007 in modo da tener conto dei necessari aggiustamenti calendariali, ivi inclusa la diversa disposizione delle festività infrasettimanali;
- il numero dei giorni critici per l'anno 2008 individuati e pubblicati da Terna sono in numero significativamente inferiore rispetto agli anni precedenti, a conferma della tendenza già evidenziata nell'anno 2007.

Ritenuto che sia:

- necessario definire il corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva per il periodo compreso dal 1 gennaio al 31 dicembre 2008 e antecedente l'entrata in funzione del regime di remunerazione di cui all'articolo 1 del decreto legislativo n. 379/03;

- opportuno che il meccanismo transitorio di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva per l'anno 2008 tenga conto delle mutate condizioni di disponibilità di capacità produttiva in eccesso che si sono venute a creare già a partire dagli ultimi anni in vista delle definizione di un meccanismo di regime che sia in grado di trasferire agli operatori un corretto segnale economico sia in situazioni di inadeguatezza di capacità produttiva che in situazione di maggior adeguatezza di capacità produttiva, quale quella cui il sistema nazionale si trova di fronte nell'anno corrente e in quelli a venire;
- opportuno, anche per l'anno 2008, articolare il corrispettivo CAP1 secondo le fasce di cui alla Tabella pubblicata da Terna vigente per l'anno 2007, ricalcanti l'articolazione delle fasce di cui alla Tabella 1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 5/04 vigente per l'anno 2006, aggiornate per l'anno 2008 in modo da tener conto dei necessari aggiustamenti calendariali, ivi inclusa la diversa disposizione delle festività infrasettimanali;
- opportuno che il gettito disponibile per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, tenuto conto anche dei residui relativi all'anno 2007, sia ripartito tra lo specifico corrispettivo di cui all'articolo 35 della deliberazione n. 48/04 e l'ulteriore corrispettivo di cui all'articolo 36, mantenendo invariato, rispetto agli anni precedenti, il rapporto fra tale gettito disponibile e la somma del numero dei giorni ad alta e media criticità ponderata in ragione del coefficiente di distribuzione del gettito annuo stimato GCAP1 tra i giorni ad alta criticità e i giorni a media criticità fissato dalla deliberazione n. 48/04;
- opportuno utilizzare, nell'anno 2008, i residui relativi all'anno 2007 al fine di mantenere le proporzioni utilizzate negli anni precedenti relativamente al parametro GCAP1, per il finanziamento dello specifico corrispettivo di cui al comma 35 della deliberazione n. 48/04, ed al parametro Gs, per il finanziamento dell'ulteriore corrispettivo di cui all'articolo 36 della medesima deliberazione n. 48/04

DELIBERA

1. di modificare ed integrare l'Allegato A alla deliberazione n. 48/04 nei termini di seguito indicati, con efficacia per l'intero anno 2008:

   - all'articolo 35, dopo il comma 35.9, è aggiunto il seguente comma:

     "35.10 Terna determina, per l'anno 2008, il valore del parametro G_{CAP1} tenendo conto che:

     a) la quota del gettito rinveniente dall'applicazione del corrispettivo unitario di cui all'articolo 47, destinata alla copertura degli oneri derivanti dal riconoscimento dei corrispettivi di cui al comma 35.1, è pari al prodotto tra 0,0265 centesimi di euro/kWh e la stima dell'energia elettrica prelevata dagli utenti del dispacciamento nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2008;
     b) Le disponibilità residue, pari alla differenza tra il valore assunto dai parametri G_{CAP1} e G_S nell'anno 2007 e la somma dei corrispettivi di cui ai commi 35.1 e 36.5 riconosciuti da Terna per la remunerazione della capacità produttiva e l'ulteriore remunerazione della capacità produttiva nel medesimo anno 2007, sono da destinare alla copertura degli oneri derivanti dal riconoscimento dei medesimi corrispettivi di cui al comma 35.1 nell'anno 2008 per una quantità pari a 30 milioni di Euro;
     c) i corrispettivi di cui al comma 35.1 sono applicati alla disponibilità di capacità produttiva definita ai sensi dell'articolo 31 del presente provvedimento.";

- all'articolo 36, comma 36.3.1, le parole "Per l'anno 2006 e l'anno 2007" sono sostituite dalle parole: "Per gli anni 2006, 2007 e 2008";
- all'articolo 36, comma 36.4.1 le parole "Per l'anno 2006 e l'anno 2007" sono sostituite dalle parole: "Per gli anni 2006, 2007 e 2008";
- dopo il comma 36.12 sono aggiunti i seguenti commi:

"36.13 Terna determina, per l'anno 2008, il valore del parametro G_S, come differenza tra:
a) il gettito complessivo rinveniente dall'applicazione del corrispettivo unitario di cui all'articolo 47, applicato all'energia elettrica prelevata dagli utenti del dispacciamento nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2008, aumentato delle disponibilità residue di cui al comma 36.14;
b) il gettito di cui al comma 35.10, lettera a).

36.14 Le disponibilità residue, pari alla differenza tra il valore assunto dai parametri G_{CAP1} e G_S nell'anno 2007 e la somma dei corrispettivi di cui ai commi 35.1 e 36.5 riconosciuti da Terna per la remunerazione della capacità produttiva e l'ulteriore remunerazione della capacità produttiva nel medesimo anno 2007, diminuite di 30 milioni di Euro sono da destinare alla copertura degli oneri derivanti dal riconoscimento dei medesimi corrispettivi di cui al comma 36.5 nell'anno 2008.";

2. per l'anno 2008, per il Titolo 4 della deliberazione n. 48/04 si applica la tabella di articolazione delle fasce di cui al successivo punto 3;
3. Terna aggiorna la tabella di cui alla deliberazione n. 175/07 in vigore nell'anno 2007 per l'anno 2008 in modo da tenere conto dei necessari aggiustamenti calendariali, ivi inclusa la diversa disposizione delle festività infrasettimanali, e ne invia proposta all'Autorità entro 10 giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento; qualora l'Autorità non si pronunci entro i 5 giorni successivi, la tabella si ritiene approvata e Terna pubblica tempestivamente la medesima tabella sul proprio sito *internet;*
4. di ripubblicare, a seguire, l'Allegato A alla deliberazione n. 48/04 nel testo risultante dalle modifiche ed integrazioni introdotte con il presente provvedimento;
5. di trasmettere copia del presente provvedimento alla società Terna;
6. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 31 luglio 2008

Il presidente: ORTIS

08A06027

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 1º agosto 2008.

Proroga del termine di cui al punto 2 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 luglio 2008 ARG/elt 97/08 relativa a disposizioni urgenti per l'esercizio del servizio di dispacciamento. (Deliberazione ARG/elt 106/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione dell'1 agosto 2008

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 del Parlamento europeo e del Consiglio;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 97/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 97/08);
- la lettera prot. TE/P2008012313 del 31 luglio 2008, con la quale la società Terna SpA (di seguito: Terna), ha comunicato alla Direzione Mercati dell'Autorità, tra l'altro, le modalità con le quali intende dare prima attuazione alle disposizioni della deliberazione ARG/elt 97/08 (di seguito: prima lettera);
- la lettera prot. TE/P2008012314 del 31 luglio 2008, con la quale Terna ha richiesto all'Autorità una proroga al 30 settembre 2008 del termine di cui al punto 2 della deliberazione 23 luglio 2008 ARG/elt 97/08 (di seguito: seconda lettera).

Considerato che:

- con la deliberazione ARG/elt 97/08 l'Autorità ha prescritto a Terna di provvedere con la massima urgenza e comunque entro il 31 luglio 2008 ad inserire, nell'elenco delle unità essenziali per la sicurezza del sistema, tutte le unità abilitate connesse con la rete elettrica in Sicilia e Sardegna;
- allo stato permangono le ragioni di urgenza, pure evidenziate dall'anomalo aumento dell'onere per l'approvvigionamento di risorse sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), che hanno indotto alla fissazione del suddetto termine e che derivano dalla necessità, rappresentata da Terna nella lettera del 22 luglio 2008 prot. TE/P2008011043, di garantire il funzionamento sicuro del sistema nel periodo di alto carico mediante tutte le unità di produzione connesse con la rete elettrica in Sicilia e in Sardegna;
- le modalità, comunicate con la prima lettera, con le quali Terna intende dare prima attuazione alle disposizioni della deliberazione ARG/elt 97/08, risultano conformi alle disposizioni della deliberazione n. 111/06, e potrebbero essere integrate ed estese ad altre zone;
- la richiesta di proroga di cui alla seconda lettera - che si riferisce alle altre zone del territorio nazionale che presentano diverse ragioni di urgenza in termini di sicurezza - è motivata principalmente dall'esigenza di effettuare compiutamente l'analisi di cui al punto 2 della deliberazione ARG/elt 97/08.

Ritenuto che:

- sia opportuno, preso atto della prima attuazione della deliberazione ARG/elt 97/08 con riferimento alla Sicilia e alla Sardegna, concedere la proroga al 30 settembre 2008 del termine di cui al punto 2 della deliberazione ARG/elt 97/08 al fine di consentire a Terna una più compiuta istruttoria e valutazione sull'individuazione nel territorio nazionale di altre eventuali situazioni similari

DELIBERA

1. di prorogare il termine di cui al punto 2 della deliberazione ARG/elt 97/08 al 30 settembre 2008;
2. di trasmettere il presente provvedimento a Terna;
3. di pubblicare la presente deliberazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 1º agosto 2008

Il presidente: Ortis

08A06028

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 4 agosto 2008.

Reintegrazione dei maggiori costi sostenuti per l'utilizzo dell'impianto di produzione di energia elettrica alimentato ad olio combustibile di Torrevaldaliga da parte della società Tirreno Power S.p.A., ai sensi della legge 8 marzo 2006, n. 108 e della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1° agosto 2006, n. 178/06. (Deliberazione ARG/elt 108/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 4 agosto 2008

Visti:

- la direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 10 ottobre 1990, n. 287;
- il decreto legge 25 gennaio 2006, n. 19, convertito in legge 8 marzo 2006, n. 108 (di seguito legge n. 108/06) recante "Misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale";
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 12 dicembre 2005;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente modificato ed integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 1 agosto 2006, n. 178/06 (di seguito: deliberazione n. 178/06);
- la nota della Direzione Mercati dell'Autorità recante "Quantificazione dei corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5, della legge n. 108/06 per la società Tirreno Power S.p.A." (di seguito: nota della Direzione Mercati).

Considerato che:

- l'articolo 3, comma 4 della deliberazione n. 178/06 stabilisce che il Direttore della Direzione Energia Elettrica dell'Autorità, ora Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità (di seguito: Direttore Mercati), sia responsabile del procedimento amministrativo avviato a seguito delle richieste fatte pervenire dagli utenti del dispacciamento per la reintegrazione dei maggiori costi sostenuti per l'utilizzo degli impianti di produzione ad olio combustibile ai sensi della legge n. 108/06;
- l'articolo 3, comma 4, della deliberazione n. 178/06 affida al Direttore Mercati il compito di richiedere agli utenti del dispacciamento ammessi al procedimento di cui al precedente alinea tutti i dati necessari al fine della suddetta determinazione e di proporre all'Autorità, per l'approvazione, i corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5 della legge n. 108/06, determinati secondo i criteri di cui alla deliberazione n. 178/06;
- la società Tirreno Power S.p.A. (di seguito: Tirreno Power), ai sensi dell'articolo 3, comma 3.2, della deliberazione n. 178/06, con lettera in data 11 ottobre 2006, prot. 7647 (prot. Autorità n. 025622 in data 16 ottobre 2006) ha formulato richiesta di ammissione alla reintegrazione dei maggiori costi di cui all'articolo 1, comma 5, della legge n. 108/06, (di seguito: lettera di istanza) comunicando l'unità di produzione per la quale veniva richiesta l'ammissione alla reintegrazione dei maggiori costi;
- il Direttore Mercati, con lettera in data 7 maggio 2007, prot. Autorità n° GB/M07/2064/ELT/FPA/mpz-dv, ha comunicato a Tirreno Power l'ammissione al procedimento amministrativo ai fini del riconoscimento dei corrispettivi di cui all' articolo 1, comma 5, della legge n. 108/06, richiedendo l'invio dei dati e delle informazioni necessarie alla quantificazione dei predetti corrispettivi;

- successivamente, Tirreno Power, con lettera in data 2 agosto 2007, prot. n. 5908 (prot. 021274 in data 07 agosto 2007) ha trasmesso all'Autorità i dati e le informazioni richieste dal Direttore Mercati integrandole, successivamente, con i dati relativi alle potenze di minimo tecnico dichiarate sul Registro Unità Produzioni (RUP) durante il periodo 27 gennaio 2006 – 24 marzo 2006 necessari alla finalizzazione degli adempimenti di propria competenza ed alla energia elettrica immessa in rete nel periodo 27 gennaio – 24 marzo 2006;
- in esito al procedimento amministrativo, sulla base degli elementi contenuti nella nota della Direzione Mercati, la quantificazione dei corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5, della legge n. 108/06, per Tirreno Power, risulta pari a 4.185.177,38 euro.

Ritenuto opportuno:

- approvare i corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5 della legge n. 108/06, per Tirreno Power, come determinati in esito al predetto procedimento amministrativo, nella misura pari a 4.185.177,38 euro

DELIBERA

1. di approvare i corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5 della legge n. 108/06, per Tirreno Power, nella misura pari a 4.185.177,38 di euro;
2. di trasmettere il presente provvedimento e la nota della Direzione Mercati a Tirreno Power;
3. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 4 agosto 2008

Il presidente: Ortis

08A06029

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 4 agosto 2008.

Revisione dei prezzi minimi garantiti di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 novembre 2007, n. 280/07. (Deliberazione ARG/elt 109/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 4 agosto 2008

Visti:

- la direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 (di seguito: direttiva 2001/77/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/04;
- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, n. 34/05, e sue successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 34/05);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, e sue successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 317/06 (di seguito: deliberazione n. 317/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 (di seguito: deliberazione n. 280/07);
- il documento per la consultazione 7 febbraio 2007, atto n. 6/07, recante "Orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di ridefinizione dei prezzi minimi garantiti di cui alla deliberazione n. 34/05 e per l'attuazione della deliberazione n. 113/06" (di seguito: documento per la consultazione 7 febbraio 2007) e le osservazioni formulate dai soggetti interessati.

Considerato che:

- l'Autorità, nella definizione delle condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e di cui al comma 41 della legge n. 239/04 (di seguito: ritiro dedicato), ha tenuto conto delle peculiarità di impianti di dimensioni ridotte alimentati da fonti rinnovabili, caratterizzati da elevati costi di esercizio e manutenzione e da produzioni annue limitate (pari a pochi milioni di kWh annui);
- per quanto detto al precedente alinea, l'Autorità, già con la deliberazione n. 34/05, ha definito i cosiddetti prezzi minimi garantiti, da riconoscere nel caso di impianti alimentati da fonte idrica di potenza nominale media annua fino a 1 MW e nel caso di impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza nominale fino a 1 MW;
- l'obiettivo dell'applicazione dei prezzi minimi garantiti è quello di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di piccole dimensioni anche qualora i prezzi di mercato dovessero scendere significativamente, considerati i benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali che detti impianti comportano;
- i prezzi minimi garantiti sono applicati sulla base di scaglioni progressivi di produzione al fine di coniugare i prezzi ai costi specifici degli impianti in esame, tenendo conto dell'effetto scala; e che tale metodologia di applicazione, soprattutto nel caso di fonti rinnovabili non programmabili, riconosce prezzi tali da permettere la copertura dei costi di esercizio e di manutenzione anche negli anni caratterizzati da scarsità della fonte, pur promuovendo la massimizzazione della produzione, del grado di utilizzazione e dell'efficienza degli impianti;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- i prezzi minimi garantiti, per come sono stati definiti, non sono finalizzati al recupero dei costi di investimento (non sono pertanto da ritenersi incentivi) ma sono finalizzati alla copertura degli elevati costi di esercizio e manutenzione;
- con la stessa finalità, i prezzi minimi garantiti sono stati riconosciuti anche con la deliberazione n. 280/07 che ha sostituito la deliberazione n. 34/05 a decorrere dall'1 gennaio 2008;
- contestualmente, l'Autorità, con la deliberazione n. 317/06 ha avviato un procedimento finalizzato alle determinazioni di competenza dell'Autorità medesima aventi ad oggetto i costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, a cui ha fatto seguito il documento per la consultazione 7 febbraio 2007;
- con la deliberazione n. 280/07, l'Autorità ha previsto di (ri)definire i prezzi minimi garantiti per fonte e per scaglioni progressivi;
- i prezzi minimi garantiti e gli scaglioni di produzione entro cui si applicano, dovranno pertanto essere rivisti e differenziati per fonti, tenendo conto dei risultati delle analisi che l'Autorità sta conducendo in materia di costi di generazione da fonti rinnovabili nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 317/06, a partire dalle fonti per le quali vi sono già dati disponibili;
- il comma 7.5 della deliberazione n. 280/07, ha previsto, nelle more della revisione dei prezzi minimi garantiti, di aggiornare i prezzi in vigore nell'anno 2007 sulla base del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- il comma 7.4 della deliberazione n. 280/07 stabilisce che qualora, al termine di ciascun anno solare, il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica ad essi riferita sia inferiore al prodotto tra i prezzi di cui all'articolo 6 della deliberazione n. 280/07, vale a dire i prezzi di vendita sul mercato all'ingrosso, e la stessa quantità di energia elettrica, il GSE riconosce, a conguaglio, i prezzi di cui al predetto articolo 6;
- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 317/06, in particolare nell'anno 2008, alcune associazioni di produttori, con riferimento agli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW, hanno rappresentato all'Autorità:
  a) l'inversione, rispetto alla normale situazione, del rapporto tra prezzi minimi garantiti e prezzi di mercato;
  b) elementi attestanti il continuo aumento dei costi di esercizio e di manutenzione che, nel caso di impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW, incidono notevolmente sui costi di produzione di energia elettrica, in particolare per impianti con produzione annuale inferiore a 500.000 kWh e che tali costi sono mediamente superiori ai prezzi medi ottenibili sul mercato;
- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 317/06, non sono pervenuti elementi sufficienti per l'eventuale revisione, per l'anno 2008, dei prezzi minimi garantiti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte idrica.

Ritenuto opportuno:

- ridefinire, per il 2008, i valori dei prezzi minimi garantiti e gli scaglioni progressivi di produzione per cui si applicano, nel solo caso di impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW, tenuto conto dei costi medi effettivi di esercizio e manutenzione rappresentati dalle associazioni dei produttori interessati al fine di assicurare la sopravvivenza economica degli impianti di piccole dimensioni anche qualora i prezzi di mercato dovessero scendere significativamente, considerati i benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali che detti impianti comportano;

- mantenere, per il 2008, i prezzi minimi garantiti previsti dal comma 7.5 della deliberazione n. 280/07 per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella idrica;
- rimandare a provvedimenti successivi l'eventuale revisione dei prezzi minimi garantiti relativi agli anni successivi al 2008

DELIBERA

1. per l'anno 2008, i prezzi minimi garantiti riconosciuti ai sensi e secondo le modalità di cui all'articolo 7, commi da 7.1 a 7.4, della deliberazione n. 280/07, nel caso di impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW, sono pari a:
   - fino a 250.000 kWh annui, 136 €/MWh;
   - da oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 104 €/MWh;
   - da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 84 €/MWh;
   - da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 78 €/MWh;
2. il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

Milano, 4 agosto 2008

Il presidente: ORTIS

08A06030

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 4 agosto 2008.

Disposizioni urgenti per la determinazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento dell'energia elettrica nell'anno 2006. (Deliberazione ARG/elt 110/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 4 agosto 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005, di concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale (di seguito: decreto 20 aprile 2005), vigenti dalla data di avvenuta unificazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 16 ottobre 2003, n. 118/03 (di seguito: deliberazione n. 118/03);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 5/04);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07 (di seguito: deliberazione n. 177/07);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007 n. 336/07 (di seguito: deliberazione n. 336/07);
- la deliberazione dell'Autorità 28 gennaio 2008, n. ARG/elt 5/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 5/08);
- la deliberazione dell'Autorità 21 maggio 2008 n. ARG/elt 65/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 65/08);
- le lettera di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 7 aprile 2008, prot. Autorità 10490 del 10 aprile 2008 (di seguito: lettera 7 aprile 2008);
- la nota della Direzione Mercati e della Direzione Tariffe a Terna del 21 maggio 2008, prot. Autorità 14844 (di seguito: nota 21 maggio 2008);
- la lettera di Terna in data 30 maggio 2008, prot. Autorità n. 16197 del 4 giugno 2008 (di seguito: lettera 30 maggio 2008);
- la lettera di Terna in data 26 giugno 2008, prot. Autorità n. 20125 del 8 luglio 2008 (di seguito: lettera 26 giugno 2008).

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 affida all'Autorità, fra le altre, la finalità di garantire la promozione dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, promuovendo altresì la tutela degli interessi di utenti e consumatori;
- il decreto 20 aprile 2005 stabilisce che Terna ha come scopo sociale l'esercizio efficiente delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica;

- con la deliberazione n. 336/07, l'Autorità, fra l'altro, ha raccomandato a Terna di procedere ai conguagli del servizio di dispacciamento a seguito di rettifiche di errori di misura determinanti la ridefinizione delle partite fisiche ed economiche per gli anni 2005, 2006 e 2007, previa completa informativa agli utenti del dispacciamento interessati e l'invio all'Autorità di una relazione dettagliata degli errori, delle cause e delle partite di conguaglio risultanti, prima di procedere alle procedure di conguaglio;
- per l'energia elettrica immessa e prelevata nell'anno 2005 - sebbene avesse già proceduto a due sessioni di fatturazioni di conguaglio dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento durante l'anno 2007 per tener conto delle diverse rettifiche dei dati di misura, allungando in tal modo i tempi di determinazione delle posizioni economiche degli operatori significativamente oltre i termini previsti dalla normativa e procurando una considerevole incertezza manifestata dai medesimi con più segnalazioni all'Autorità - con lettera del 7 aprile 2008, Terna informava l'Autorità che stava effettuando ulteriori riscontri per la conciliazione dei dati di misura di energia elettrica utilizzati per la ricostruzione delle partite fisiche rilevanti ai fini del trasporto e quelle rilevanti ai fini del dispacciamento;
- con la deliberazione ARG/elt 65/08, l'Autorità ha adottato misure urgenti per la determinazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento per l'anno 2005, stabilendo la modalità di fatturazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento per l'anno 2005 successivamente alla data di entrata in vigore del medesimo provvedimento al fine di evitare il protrarsi della situazione di grave incertezza che si era andata a costituire nel settore a seguito delle due sessioni di fatturazione di cui ai precedenti alinea, e ha ritenuto opportuno rimandare a successivo provvedimento analoghi interventi per l'anno 2006;
- con la nota 21 maggio 2008, l'Autorità ha, fra l'altro, richiesto a Terna ragguagli sullo stato dell'arte delle verifiche volte alla definitiva determinazione delle partite fisiche ed economiche per l'anno 2006;
- con la lettera 30 maggio 2008, Terna ha fornito una descrizione di possibili modalità di conguaglio per l'anno 2006, in analogia con le modalità adottate per l'anno 2005 nelle due sessioni di fatturazione effettuate nel 2007;
- con la lettera 26 giugno 2008, Terna ha integrato le informazioni in merito ai risultati delle attività di definizione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio, completando la relazione di dettaglio ai sensi della deliberazione n. 336/07, con particolare riferimento all'anno 2006.

Considerato inoltre che:

- l'energia prelevata dagli utenti del dispacciamento assoggettata ai corrispettivi di trasporto in un certo periodo di tempo deve essere coerente all'energia prelevata assoggettata ai corrispettivi del servizio di dispacciamento nel medesimo periodo di tempo;
- le imprese distributrici, ai sensi della normativa vigente, determinano da un lato l'energia prelevata assoggettata alla regolazione del servizio di trasporto per ogni utente del trasporto e dall'altro gli aggregati dei dati di misura di energia elettrica prelevata di propria competenza, con riferimento a ciascun contratto di dispacciamento, che Terna ha il compito di aggregare per determinare l'energia prelevata con riferimento a ciascuno contratto di dispacciamento cui si applicano i corrispettivi di dispacciamento;
- un confronto fra l'energia prelevata determinata da Terna in esito alle procedure di conguaglio e l'energia prelevata su base mensile che le imprese distributrici hanno determinato ai fini del trasporto possa garantire un adeguato riscontro nella determinazione delle partite economiche per le fatture di conguaglio del servizio di dispacciamento.

COPIA

Considerato infine che:

- la decisione di adottare interventi di regolazione a tutela dell'esigenza di assicurare certezza nella regolazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento per l'anno 2006 non costituisce preclusione all'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi dell'Autorità, di cui all'articolo 2, comma 20, lettere c) e d), della legge n. 481/95, qualora ne vengano accertati i presupposti in esito all'indagine conoscitiva avviata con deliberazione n. 177/07;
- la deliberazione ARG/elt 5/08 ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in merito a criteri di definizione ed attribuzione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche tardive per la fase di conguaglio-*load profiling* con riferimento all'energia elettrica prelevata a partire dall'1 aprile 2008.

Ritenuto che sia:

- opportuno che Terna proceda alla sessione di conguaglio per il servizio di dispacciamento, con riferimento all'anno 2006, garantendo un adeguato grado di certezza;
- opportuno che le imprese distributrici inviino in tempi brevi a Terna i dati mensili da loro di energia prelevata ai fini dei corrispettivi di trasporto volti a permettere a Terna un riscontro con le proprie determinazioni ai fini del dispacciamento;
- opportuno che Terna metta a disposizione degli utenti del dispacciamento i relativi dati ricevuti dalle imprese distributrici;
- opportuno che Terna comprenda in tale sessione sia la regolazione delle partite di conguaglio determinate ai sensi della deliberazione n. 118/03 che delle partite determinate dalle rettifiche dei dati di misura dei punti trattati orari, dei prelievi dalla RTN e delle immissioni delle unità di produzione pervenute a Terna posteriormente ai termini previsti dalla deliberazione n. 168/03;
- opportuno che Terna proceda alla fase di conguaglio per l'anno 2006 adottando le stesse modalità e criteri applicati per l'anno 2005 per la rideterminazione delle partite fisiche ed economiche insorgenti dalle rettifiche posteriori ai termini stabiliti dalla normativa, al fine di limitare il protrarsi dell'incertezza delle posizioni economiche degli operatori in relazione alle proprie attività dell'anno 2006;
- necessario stabilire, anche per l'energia immessa e prelevata nell'anno 2006, in analogia a quanto stabilito per l'anno 2005, una modalità di fatturazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento, successiva alla emissione delle fatture da parte di Terna di cui al precedente alinea, differente da quella prevista dalle deliberazioni n. 118/03 e n. 168/03, al fine di limitare l'impatto economico di eventuali ulteriori rettifiche delle energie immesse e prelevate sugli utenti del dispacciamento;
- opportuno prevedere che, anche per l'anno 2006, l'eventuale saldo diverso da zero delle partite economiche determinate secondo la modalità di cui al precedente alinea, sia considerato nella determinazione del corrispettivo *uplift* di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 nei sei mesi seguenti la data di fatturazione della rettifica

DELIBERA

1. di prevedere che, entro 45 giorni dalla data del presente provvedimento, ciascuna impresa distributrice invii a Terna, con le modalità di presentazione ed invio da questa stabilite, con riferimento all'anno 2006, i dati mensili dell'energia prelevata da ogni utente del trasporto, che è stata assoggettata al corrispettivo di trasmissione e distribuzione, ai sensi della deliberazione n. 5/04, e che Terna renda disponibili i medesimi dati agli utenti del dispacciamento;
2. di prevedere che, in caso di mancato rispetto dei termini di cui al punto 1, Terna, previo sollecito ad ottemperare tempestivamente alle imprese distributrici in difetto, invii all'Autorità l'elenco dei soggetti inadempienti e che la mancata ottemperanza costituisca elemento di valutazione ai fini di eventuali misure sanzionatorie;
3. di stabilire che Terna proceda con la fatturazione dei conguagli del servizio di dispacciamento con riferimento all'energia elettrica immessa e prelevata nell'anno 2006 da ciascun utente del dispacciamento solo una volta verificato che il valore assoluto della differenza dell'energia prelevata che è stata assoggettata al trasporto e l'energia prelevata determinata ai fini del dispacciamento sia minore del 5% della maggiore delle due;
4. di prevedere che, a seguito di eventuali successive rettifiche delle medesime quantità limitatamente ai quantitativi di energia elettrica insorgenti da tali rettifiche e non già utilizzate per le fatturazioni di cui al punto 3, le corrispondenti fatture dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento, siano emesse con le medesime modalità di determinazione ed attribuzione delle partite di energia elettrica e delle corrispondenti partite economiche definite, per l'anno 2005, ai sensi del punto 2 della deliberazione ARG/elt 65/08;
5. di prevedere che il saldo tra proventi e oneri derivanti a Terna dall'applicazione di quanto disposto al punto 4 sia ricompreso nel calcolo del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 (*uplift*) in egual proporzione mensile nei sei mesi successivi alla data di fatturazione;
6. di trasmettere copia del presente provvedimento alla società Terna S.p.A.;
7. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore con decorrenza dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 4 agosto 2008

Il presidente: ORTIS

08A06031

COPIA TRATTA DA GU

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 4 agosto 2008.

Disposizioni urgenti in materia di conferimenti presso i punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi terminali di rigassificazione e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 17 luglio 2002, n. 137/02. (Deliberazione ARG/gas 111/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 4 agosto 2008

Visti:

- il regolamento n. 1775/2005 del 28 settembre 2005 del Parlamento europeo e del Consiglio;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), n. 137/02 (di seguito: deliberazione n. 137/02);
- la deliberazione dell'Autorità 1 luglio 2003, n. 75/03, di approvazione del codice di rete della società Snam Rete Gas S.p.A.;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/05 (di seguito: deliberazione n. 166/05);
- la deliberazione dell'Autorità 27 febbraio 2007, n. 45/07 (di seguito: deliberazione n. 45/07);
- la deliberazione dell'Autorità 2 luglio 2007, n. 163/07 (di seguito: deliberazione n. 163/07);
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 92/08).

Considerato che:

- l'Autorità, con la deliberazione n. 166/05 ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale per il periodo 1 ottobre 2005 – 30 settembre 2009;
- con la deliberazione n. 45/07, l'Autorità ha integrato la deliberazione n. 166/05, prevedendo che, limitatamente ai punti di entrata interconnessi con l'estero, l'impresa di trasporto renda disponibile un servizio di trasporto continuo su base semestrale, trimestrale e mensile introducendo corrispettivi di capacità infrannuale, dimensionati in ragione della durata del conferimento e della stagionalità dello stesso;
- con la deliberazione n. 163/07 l'Autorità ha previsto l'introduzione, a completamento della disciplina introdotta con la deliberazione n. 45/07, di conferimenti di durata inferiore a un anno termico e ha in tal senso integrato la disciplina dell'accesso contenuta nella deliberazione n. 137/02;
- con la deliberazione ARG/gas 92/08 l'Autorità ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione per il periodo intercorrente tra l'1 ottobre 2008 e il 30 settembre 2012; e che il comma 25.2 della medesima deliberazione ha previsto che l'impresa di trasporto renda disponibile il servizio di trasporto continuo infrannuale di cui alla deliberazione n. 45/07 anche nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl;
- l'articolo 17 della deliberazione n. 137/02 definisce i corrispettivi che l'impresa di trasporto applica agli utenti nel caso in cui utilizzino, presso un punto di entrata della rete di trasporto, una capacità di trasporto superiore a quella conferita (di seguito: corrispettivi di scostamento) unicamente in relazione ai punti di entrata da produzione nazionale o interconnessi con l'estero.

Ritenuto che sia necessario:

- dare attuazione alla disciplina introdotta con il comma 25.2, della deliberazione ARG/gas 92/08:
  - prevedendo conferimenti di durata inferiore a un anno termico anche nei punti di entrata interconnessi con terminali di rigassificazione e integrando in tal senso la disciplina dell'accesso contenuta nella deliberazione n. 137/02;
  - introducendo corrispettivi di scostamento presso i punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl di entità pari a quelli definiti presso i punti di entrata interconnessi con l'estero

DELIBERA

1. di disporre le seguenti modifiche e integrazioni alla deliberazione n. 137/02:
   a. all'articolo 8, dopo il comma 8.2.1 è inserito il seguente comma:

      "8.2.1.1 La richiesta di conferimento della capacità di trasporto inferiore all'anno relativamente ai punti di entrata interconnessi con terminali di rigassificazione deve essere formulata con riferimento a quote di capacità e deve contenere:

      a) le quote di capacità richiesta ed il periodo per cui ciascuna quota è richiesta;

      b) l'indicazione dei servizi di trasporto annuale e/o di durata inferiore a un anno di cui alla deliberazione n. 166/05 corrispondenti a ciascuna quota di capacità di cui alla lettera a)."

   b. all'articolo 8, comma 8.2.2, alle parole "al comma 8.2.1, lettera a)" sono sostituite le parole "ai commi 8.2.1, lettera a), e 8.2.1.1, lettera a)";
   c. all'articolo 9, comma 9.2.1, dopo le parole "interconnessi con l'estero" sono aggiunte le parole "o con terminali di rigassificazione" e dopo la lettera b) è aggiunta la seguente lettera c):
      "c) dal primo giorno del mese in cui è compreso l'inizio del periodo per cui è richiesta la quota di capacità nel caso di punti di entrata interconnessi con terminali di rigassificazione."
   d. all'articolo 9, comma 9.3, dopo la lettera b) è inserita la seguente lettera c):
      "c) dal primo giorno del mese in cui è compreso l'inizio del periodo per cui è richiesta la quota di capacità nel caso di punti di entrata interconnessi con terminali di rigassificazione."
      e dopo le parole "di cui al comma 6.1" sono aggiunte le parole "ovvero, nel caso dei punti di entrata interconnessi con terminali di rigassificazione, non oltre il secondo giorno lavorativo antecedente l'inizio del mese di decorrenza del servizio";
   e. all'articolo 17, comma 17.5, dopo le parole "in un punto di entrata interconnesso con l'estero" sono inserite le parole "o in un punto di entrata interconnesso con terminali di rigassificazione"

2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;

3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo della deliberazione n. 137/02, come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

COPIA

Milano, 4 agosto 2008

Il presidente: ORTIS

08A06032

DELIBERAZIONE 4 agosto 2008.

Disposizioni in materia di modalità economiche di offerta presso il mercato regolamentato delle capacità e del gas di aliquote del prodotto di giacimenti di gas naturale dovute allo Stato, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 luglio 2007 e di quote del gas naturale importato, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 marzo 2008. (Deliberazione ARG/gas 112/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 4 agosto 2008

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 del Parlamento europeo e del Consiglio;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- l'articolo 11 del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con legge 2 aprile 2007, n. 40 (di seguito: decreto legge n. 7/07);
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 luglio 2007 (di seguito: decreto 12 luglio 2007), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n°176 del 31 luglio 2007;
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico (di seguito: il Ministro) 19 marzo 2008 (di seguito: decreto 19 marzo 2008), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n°114 del 16 maggio 2008;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 17 luglio 2002, n. 137/02 (di seguito: deliberazione n. 137/02);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2004, n. 22/04 (di seguito: deliberazione n. 22/04);
- la deliberazione dell'Autorità 8 marzo 2007, n. 56/07;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2007, n. 162/07 (di seguito: deliberazione n. 162/07);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2007, n. 245/07;
- la deliberazione dell'Autorità 22 novembre 2007, n. 291/07 (di seguito: deliberazione n. 291/07);
- la deliberazione dell'Autorità 17 dicembre 2007, n. 326/07 (di seguito: deliberazione n. 326/07);
- la deliberazione dell'Autorità 28 febbraio 2008, VIS 9/08, con la quale l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale nei confronti della società Edison S.p.A. per la violazione delle disposizioni sulle modalità economiche delle offerte di cessione delle aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti di gas naturale dovute allo Stato;
- il documento per la consultazione 19 giugno 2008 per la "Introduzione di un mercato regolamentato del gas naturale e definizione delle modalità di offerta presso il medesimo mercato delle quote corrispondenti agli obblighi derivanti dalla normativa vigente (Piattaforma Organizzata GAS)" (di seguito: documento per la consultazione 19 giugno 2008).

Considerato che:

- l'articolo 11, comma 1, del decreto legge n. 7/07 prevede che le aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti di gas dovute allo Stato, a decorrere da quelle dovute per l'anno 2006, siano cedute dai titolari delle concessioni di coltivazione presso il mercato regolamentato della capacità e del gas di cui all'articolo 13 della deliberazione n. 137/02 (di seguito: mercato regolamentato), e secondo le modalità di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 22/04;

- il medesimo articolo 11, comma 1, stabilisce che le modalità di cessione delle predette aliquote siano stabilite con decreto del Ministro, sentita l'Autorità; e che tale provvedimento è stato adottato dal Ministro con il decreto 12 luglio 2007, dopo aver acquisito il prescritto parere dell'Autorità, espresso con deliberazione n. 162/07;
- il decreto 12 luglio 2007 stabilisce, all'articolo 1, commi 1 e 2, che la cessione delle predette aliquote relative a ciascun anno sia effettuata presso il mercato regolamentato con quote mensili uguali secondo tempistiche differenziate in ragione dell'entità delle medesime aliquote; e, al comma 4, che le modalità economiche di tali offerte siano definite dall'Autorità;
- l'articolo 1, comma 5, del medesimo decreto stabilisce le modalità di determinazione del corrispettivo dovuto dal titolare allo Stato per la quota delle predette aliquote che non risulti venduta presso il mercato regolamentato;
- la cessione delle aliquote è prevista, ai sensi del decreto 12 luglio 2007, secondo quote mensili decorrenti rispettivamente:
  a) dal mese di ottobre dell'anno di riferimento al mese di marzo dell'anno successivo (sei mesi), ove le aliquote siano superiori a 20 milioni di Smc di gas naturale, ovvero
  b) dal mese di gennaio al mese di marzo dell'anno successivo a quello di riferimento (tre mesi), nel caso in cui le aliquote siano pari o inferiori a 20 milioni di Smc e superiori a 5 milioni di Smc di gas naturale.
- la deliberazione n. 326/07 ha adottato disposizioni in materia di modalità economiche di offerta delle aliquote dovute allo Stato per l'anno 2006, ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 12 luglio 2007, prevedendone la cessione mediante una procedura concorsuale ad evidenza pubblica.

Considerato inoltre che:

- l'articolo 11, comma 2, del decreto legge n. 7/07 prevede che le autorizzazioni all'importazione di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea, rilasciate dal Ministero dello sviluppo economico (di seguito: il Ministero) ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 164/00, siano subordinate all'obbligo di offerta, presso il mercato regolamentato, di una quota del gas importato;
- il medesimo articolo 11, comma 2, dispone che il Ministero definisca con decreto la predetta quota di offerta, in misura rapportata ai volumi complessivamente importati e che le modalità di offerta, secondo principi trasparenti e non discriminatori, siano determinate dall'Autorità; e che tale provvedimento è stato adottato con il decreto 19 marzo 2008, dopo aver acquisito il parere dell'Autorità, espresso con deliberazione n. 291/07;
- il decreto 19 marzo 2008 stabilisce, all'articolo 1, comma 2, che l'offerta delle predette quote sia effettuata entro i termini indicati dall'Autorità, e comunque entro l'anno termico successivo a quello cui si riferiscono le importazioni soggette all'obbligo di offerta;
- l'offerta di una quota del gas importato è determinata secondo i seguenti criteri, definiti nel decreto 19 marzo 2008:
  a) nel caso di importazioni effettuate nell'ambito di contratti di durata pluriennale, relativi a gas prodotto in Paesi dai quali erano in corso importazioni di gas alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, il 10% del volume importato nel corso di ogni anno termico, ovvero

b) nel caso di importazioni effettuate nell'ambito di contratti di durata pluriennale, relativi a gas prodotto in Paesi diversi da quelli dai quali erano in corso importazioni di gas alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, il 7% del volume importato nel corso di ogni anno termico, ovvero

c) nel caso di importazioni effettuate nell'ambito di contratti di durata non superiore ad un anno e relativi a un volume totale, nel corso di ciascun anno termico, non inferiore a 100 milioni di Smc, riferito alla somma dei volumi di tutti i contratti, di durata non superiore ad un anno, relativi a soggetti tra i quali sussista un rapporto di controllo o collegamento ai sensi dell'articolo 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287, ovvero siano controllati dalla medesima società, il 5% del volume complessivamente importato nell'ambito dei contratti stessi;

- il documento per la consultazione 19 giugno 2008 prevede che le prescrizioni legislative e regolamentari di offerta ai sensi dell'articolo 11, commi 1 e 2, del decreto legge n. 7/07, con riferimento alle aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti dovute allo Stato ed alle quote del gas importato da Paesi non appartenenti all'Unione Europea, siano ottemperate presso il mercato centralizzato di negoziazione del gas naturale ivi prospettato, avvalendosi di una piattaforma informatica di supporto alla gestione delle offerte ed alla conclusione dei relativi contratti (di seguito: POGAS).

Ritenuto che:

- sia necessario, nelle more dell'introduzione della POGAS, definire una disciplina coordinata di offerta presso il mercato regolamentato dei quantitativi di gas di cui all'articolo 11, commi 1 e 2, del decreto legge n. 7/07, ai fini della promozione della concorrenza e della liquidità del mercato del gas naturale;
- sia necessario definire le modalità economiche di offerta, presso il mercato regolamentato, delle aliquote del prodotto della coltivazione dei giacimenti di gas dovute allo Stato per l'anno 2007 e le modalità di offerta, presso il medesimo mercato regolamentato, delle quote di gas naturale importato il cui obbligo di offerta è previsto, ai sensi dell'articolo 1 del decreto 19 marzo 2008, entro l'anno termico 2008 - 2009;
- sia opportuno, al fine di promuovere la trasparenza e la liquidità del mercato e consentire la massima flessibilità agli operatori nell'aggiustamento delle proprie posizioni commerciali, che le modalità di cui al precedente alinea siano definite, in linea con quanto previsto per la cessione delle aliquote del prodotto della coltivazione dei giacimenti di gas dovute allo Stato per l'anno 2006 dalla deliberazione n. 326/07, mediante procedure concorsuali effettuate:
  i. dai titolari delle concessioni di coltivazione di gas, nel caso di offerta delle aliquote del prodotto della coltivazione dei giacimenti;
  ii. dai soggetti titolari delle autorizzazioni all'importazione di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea, nel caso di offerta delle quote di gas importato

  aperte a tutti i soggetti abilitati ad operare presso il mercato regolamentato.
- sia opportuno che le modalità ed i termini per l'assegnazione di lotti mensili con consegna nei mesi estivi dell'anno 2009 siano definiti con successivo provvedimento dell'Autorità, anche al fine di tenere conto di un'eventuale avvio della POGAS, nonché della definizione dei volumi effettivamente importati soggetti all'obbligo di offerta

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo n. 164/00 e le seguenti definizioni:

a. aliquote sono le aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti a gas naturale dovute da ciascun titolare allo Stato per l'anno 2007 per il complesso delle rispettive concessioni di coltivazione, espresse in Smc;

b. importatore è il soggetto cui il Ministero ha rilasciato autorizzazioni all'importazione di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea, ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 164/00 e che è tenuto ad offrire quote da importazione; a;

c. quote da importazione sono le quote del volume di gas naturale importato da Paesi non appartenenti all'Unione europea da offrire presso il mercato regolamentato, ai sensi dell'articolo 1 del decreto 19 marzo 2008, entro l'anno termico 2008 - 2009;

d. Punto di Scambio Virtuale o PSV è il punto virtuale della rete nazionale dei gasdotti, situato tra i punti di entrata e di uscita della medesima rete, presso il quale i soggetti abilitati possono effettuare scambi e cessioni di gas, individuato, nell'ambito delle modalità di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 22/04, quale mercato regolamentato ai sensi dell'articolo 13 della deliberazione n. 137/02;

e. Smc sta per standard metri cubi;

f. titolare è il soggetto titolare di concessioni di coltivazione di giacimenti di gas naturale che, ai sensi del decreto 12 luglio 2007, è tenuto a corrispondere allo Stato aliquote superiori a 5 milioni di Smc.

Articolo 2
Oggetto e ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento definisce:

a) ai sensi dell'articolo 1, comma 4, del decreto 12 luglio 2007, le modalità economiche di offerta, presso il mercato regolamentato, delle aliquote;

b) ai sensi dell'articolo 11, comma 2, del decreto legge n. 7/07, le modalità di offerta, presso il medesimo mercato regolamentato, delle quote da importazione.

Articolo 3
Requisiti di partecipazione

3.1 Hanno titolo a partecipare alle procedure di cui al successivo comma 4.1 tutti i soggetti abilitati ad operare al Punto di Scambio Virtuale.

COPIA

…-LINE

Articolo 4
Condizioni generali per la cessione delle aliquote e l'offerta delle quote da importazione

4.1 La cessione delle aliquote e l'offerta delle quote da importazione viene effettuata, rispettivamente da ciascun titolare e da ciascun importatore, mediante procedure concorsuali ad evidenza pubblica, nel rispetto dei criteri e con le modalità di seguito definite.

4.2 La consegna del gas naturale oggetto dei contratti conclusi in esito alle procedure concorsuali di cui al comma 4.1 deve avvenire al Punto di Scambio Virtuale.

4.3 Ai fini dell'offerta nelle procedure concorsuali di cui al comma 4.1, le aliquote e le quote da importazione sono suddivise in lotti, caratterizzati da quantitativi giornalieri costanti in tutto il periodo di consegna, secondo quanto previsto al successivo articolo 5.

4.4 Ai fini dell'offerta dei lotti corrispondenti alle quote da importazione, l'importatore può prevedere un prezzo minimo di vendita per ciascun lotto.

4.5 Il prezzo minimo di cui al comma 4.4 deve essere determinato prima della presentazione delle offerte da parte dei partecipanti alle procedure di cui al comma 4.1 e non deve essere reso noto prima della conclusione delle procedure stesse.

Articolo 5
Definizione dei lotti

5.1 Ciascun titolare offre, alle condizioni di cui al precedente articolo 4, le aliquote di sua competenza, suddividendole in lotti secondo i seguenti criteri:

a) ciascun lotto deve avere un periodo di consegna corrispondente ad un mese (lotti mensili);
b) in caso di aliquote superiori a 20 milioni di Smc, i lotti hanno periodo di consegna corrispondente a ciascuno dei mesi da ottobre 2008 a marzo 2009 e il numero di lotti è lo stesso in tutti i medesimi mesi;
c) in caso di aliquote pari o inferiori a 20 milioni di Smc, i lotti hanno periodo di consegna corrispondente a ciascuno dei mesi da gennaio 2009 a marzo 2009 e il numero di lotti è lo stesso in tutti i medesimi mesi;
d) il numero di lotti in ciascuno dei mesi di cui, rispettivamente, alle lettere b) e c) che precedono è pari almeno a 2;
e) il quantitativo di gas associato a ciascun lotto risulti il più prossimo a 100'000 GJ.

5.2 Ciascun importatore offre, alle condizioni di cui al precedente articolo 4, le quote da importazione di sua competenza, suddividendole in lotti secondo i seguenti criteri:

a) ciascun lotto può avere un periodo di consegna corrispondente a ciascuno dei mesi da novembre 2008 a settembre 2009 (lotti mensili) o corrispondente all'intero periodo compreso tra i medesimi mesi (lotti annuali);
b) il quantitativo di gas associato a ciascun lotto annuale non può essere superiore a 400'000 GJ;
c) il quantitativo di gas associato a ciascun lotto mensile non può essere superiore a 100'000 GJ;

d) il quantitativo di gas corrispondente, in ciascun mese, all'insieme dei lotti offerti non può essere inferiore all'8% delle medesime quote da importazione;
e) qualora le quote da importazione risultino pari o superiori a 50 milioni di Smc, il quantitativo di gas corrispondente all'insieme dei lotti annuali deve essere pari o superiore al 30% delle medesime quote da importazione.

Articolo 6
Criteri di assegnazione

6.1 Ciascuna offerta di acquisto, presentata dai richiedenti in busta chiusa nell'ambito delle procedure di cui al comma 4.1, dovrà contenere:

a. il numero di lotti richiesti per ciascuna tipologia (lotto annuale o lotti mensili distinti per mese di consegna);
b. il corrispettivo offerto per l'assegnazione di ciascun lotto e l'impegno irrevocabile assunto dal richiedente ad acquistare i lotti di cui risulti assegnatario, valorizzati al corrispettivo di assegnazione.

6.2 I lotti sono assegnati, separatamente per ciascuna tipologia (lotto annuale o lotti mensili distinti per mese di consegna), secondo l'ordine di merito delle offerte di acquisto, stilato in base a valori decrescenti del corrispettivo offerto per l'acquisto di ciascun lotto, e l'ordine di merito delle offerte di vendita, stilato in base a valori crescenti del prezzo minimo di vendita di ciascun lotto, in modo da massimizzare il valore netto delle transazioni concluse in esito all'assegnazione.

6.3 Ai fini dell'assegnazione delle aliquote, il prezzo minimo di offerta di cui comma 6.2 è convenzionalmente fissato pari a zero.

6.4 Il valore netto delle transazioni di cui al comma 6.2 è pari alla differenza fra il valore complessivo delle offerte di acquisto e il valore complessivo delle offerte di vendita, determinati come prodotto tra i rispettivi prezzi e le rispettive quantità.

6.5 Qualora più soggetti offrano il medesimo corrispettivo per uno stesso lotto, l'assegnazione verrà effettuata dal titolare a mezzo sorteggio.

6.6 Il corrispettivo di assegnazione, pagato per ciascun lotto dal soggetto assegnatario, è pari al corrispettivo dell'ultima offerta di acquisto accettata in ciascuna assegnazione.

Articolo 7
Termini per lo svolgimento delle procedure concorsuali

7.1 Ai fini dell'assegnazione delle aliquote, ciascun titolare pubblica sul proprio sito internet, entro il 10 settembre 2008, le modalità di svolgimento della procedura di assegnazione di tutti i lotti mensili di propria competenza, relativi a ciascuno dei mesi da ottobre 2008 a marzo 2009.

7.2 L'assegnazione delle aliquote dovrà essere completata entro il 25 settembre 2008.

...-LINE

7.3 Ai fini dell'assegnazione delle quote da importazione, ciascun importatore pubblica sul proprio sito internet, entro il 30 settembre 2008, le modalità di svolgimento della procedura di assegnazione dei lotti mensili di propria competenza, relativi a ciascuno dei mesi da novembre 2008 a marzo 2009 e dei lotti annuali di propria competenza.

7.4 L'assegnazione delle quote da importazione corrispondenti ai lotti di cui al comma 7.3 dovrà essere completata entro il 25 ottobre 2008.

Articolo 8
Obblighi informativi in capo al titolare e all'importatore

8.1 Ciascun titolare, ai fini del monitoraggio di cui all'articolo 1, comma 6, del decreto 12 luglio 2007, entro i 3 giorni lavorativi successivi alla conclusione della procedura di assegnazione:

a) comunica all'Autorità ed al Ministero, su supporto informatico, l'esito della medesima procedura, indicando per ciascun richiedente il numero di lotti richiesti, la relativa offerta economica e i lotti assegnati;

b) pubblica sul proprio sito internet i dati di sintesi relativi agli esiti della procedura, indicando in particolare il numero dei richiedenti, il numero dei lotti assegnati in relazione a quelli offerti per ciascun mese ed il corrispettivo di assegnazione.

8.2 Ai sensi di quanto previsto all'articolo 1, comma 3, del decreto 19 marzo 2008, ciascun importatore trasmette al Ministero ed all'Autorità, entro il 30 novembre 2008, una relazione nella quale sono indicate le autorizzazioni all'importazione e i volumi effettivamente importati da offrire presso il mercato regolamentato entro l'anno termico 2008 - 2009.

8.3 Ciascun importatore, con almeno 2 giorni di anticipo rispetto al termine - previsto dal medesimo importatore nell'ambito delle modalità di svolgimento della procedura di assegnazione di cui al comma 7.3 - per la presentazione delle offerte da parte degli operatori, comunica all'Autorità, su supporto informatico, l'elenco dei lotti offerti in vendita dal medesimo importatore precisando, per ciascun lotto:

- il periodo di consegna;
- il corrispondente quantitativo di gas;
- l'eventuale prezzo minimo previsto.

8.4 Ciascun importatore, entro i 3 giorni lavorativi successivi alla conclusione della procedura di assegnazione:

a) comunica all'Autorità, su supporto informatico:

i) l'elenco dei lotti offerti in acquisto dai partecipanti alla procedura precisando, per ciascun lotto:
- il soggetto che ha presentato l'offerta;
- il periodo di consegna;
- il corrispondente quantitativo di gas;
- il prezzo offerto;
- se il lotto è stato oggetto di assegnazione;

ii) il prezzo di assegnazione per ciascuna tipologia di lotti (identificata sulla base del periodo di consegna);

iii) ogni informazione disponibile relativa a contratti conclusi dal medesimo importatore che abbiano a riferimento qualunque parametro determinato in esito alla procedura di assegnazione;

b) pubblica sul proprio sito internet le informazioni di cui alla lettera a) che precede, omettendo esclusivamente l'identità dei soggetti che hanno presentato le offerte di cui al punto i) della medesima lettera.

Articolo 9
Disposizioni finali

9.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 4 agosto 2008

Il presidente: ORTIS

08A06033

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 5 agosto 2008.

Modifiche all'allegato A della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 giugno 2007, n. 156/07 (TIV) e alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 dicembre 2007, n. 337/07, in merito a obblighi di comunicazione in capo agli esercenti dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia ai fini del monitoraggio. (Deliberazione ARG/elt 113/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 5 agosto 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 23 novembre 2007 recante modalità e criteri per assicurare il servizio di salvaguardia di cui all'articolo 1, comma 4, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007, n. 337/07 (di seguito: deliberazione n. 337/07);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 37/08;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 42/08).

Viste:

- la nota della Direzione Mercati 16 aprile 2008, prot. Autorità 11194, inviata dall'Autorità agli esercenti la maggior tutela (di seguito: nota agli esercenti la maggior tutela);
- la nota della Direzione Mercati 8 maggio 2008, prot. Autorità 13353, inviata dall'Autorità agli esercenti la salvaguardia (di seguito: nota agli esercenti la salvaguardia);
- la lettera della società Enel Servizio Elettrico Spa (di seguito: Enel Servizio Elettrico) dell'11 giugno 2008, prot. Autorità 19103 del 27 giugno 2008 (di seguito: lettera Enel Servizio Elettrico);
- la lettera della società Acquirente unico Spa (di seguito: Acquirente unico) del 2 luglio 2008, prot. Autorità 23019 del 30 luglio 2008 (di seguito: lettera Acquirente unico).

Considerato che:

- il monitoraggio del grado di apertura del mercato della vendita dell'energia elettrica a tutti i clienti finali è uno strumento essenziale ai fini conoscitivi e statistici e anche al fine di valutare lo sviluppo del mercato della vendita al dettaglio e della concorrenza;

- il TIV e la deliberazione n. 337/07 impongono rispettivamente agli esercenti la maggior tutela e agli esercenti la salvaguardia obblighi di comunicazione, con cadenza mensile, ai fini del monitoraggio dei dati relativi al numero di punti di prelievo che vengono serviti o che cessano di essere serviti in ciascun mese nonché, con esclusivo riferimento al servizio di salvaguardia, dei volumi di energia elettrica ceduta;
- con la nota agli esercenti la maggior tutela e con la nota agli esercenti la salvaguardia l'Autorità ha richiesto, ad integrazione di quanto previsto dal TIV e dalla deliberazione n. 337/07, ulteriori dati relativi al monitoraggio del servizio di maggior tutela e del servizio di salvaguardia;
- dalle prime risultanze del monitoraggio del servizio di maggior tutela si evidenza come, a fronte di una buona coerenza dei dati inviati dagli esercenti relativi ai mesi diversi dall'ultimo mese, vi sia una più bassa significatività dei dati trasmessi dagli esercenti la maggior tutela relativi all'ultimo mese;
- nella lettera Enel Servizio Elettrico si evidenzia che la data entro cui deve essere effettuata la comunicazione mensile (giorno 10 di ciascun mese) risulta:
  1. eccessivamente stringente e pertanto non consente di includere dati completi relativamente alle nuove attivazioni o disattivazioni;
  2. non sempre coerente con la data di cui all'articolo 5 della deliberazione ARG/elt 42/08 in caso di attivazione del servizio di maggior tutela a seguito di comunicazione da parte dell'impresa distributrice;
- nella lettera Acquirente unico si riportano osservazioni analoghe a quelle di cui al precedente alinea da parte di altri esercenti il servizio di maggior tutela;
- ai fini della trasparenza, le condizioni economiche applicate dagli esercenti il servizio di salvaguardia ai clienti cui tale servizio è erogato devono essere facilmente accessibili a tutti i clienti finali.

Ritenuto necessario:

- prevedere che tutti gli obblighi di comunicazione da parte degli esercenti dal maggior tutela e la salvaguardia siano disciplinati nelle disposizioni del TIV, integrando a tal fine gli attuali obblighi di comunicazione con le informazioni richieste con la lettera agli esercenti la maggior tutela e con la lettera agli esercenti la salvaguardia e modificando di conseguenza il TIV e la deliberazione n. 337/07;
- modificare la scadenza dell'obbligo di comunicazione all'Acquirente unico ai fini del monitoraggio del servizio di maggior tutela, per tener conto delle esigenze sopra segnalate e al contempo garantire la possibilità di effettuare rettifiche limitatamente alle informazioni relative al mese in cui la comunicazione avviene e al mese immediatamente precedente;
- garantire la trasparenza delle condizioni economiche applicate nell'ambito del servizio di salvaguardia, prevedendo un obbligo di pubblicazione da parte degli esercenti dei prezzi applicati ai clienti finali cui il servizio è erogato.

COPIA

...NE

DELIBERA

1. di modificare il TIV nei termini sotto indicati:

a. all'articolo 6bis, comma 1, le parole "entro il 10 di ciascun mese" sono sostituite dalle parole "entro l'ultimo giorno lavorativo di ciascun mese";

b. all'articolo 6bis, comma 1, lettera c) le parole "ex novo" sono eliminate;

c. all'articolo 6bis, comma 1, dopo la lettera c), sono aggiunte le seguenti lettere:

> "d) il numero totale dei punti di prelievo che nel mese successivo sono serviti nell'ambito della maggior tutela;
>
> e) relativamente al mese in cui avviene la comunicazione, i dati di cui alle precedenti lettere da a) a d), a titolo di rettifica di quanto precedentemente comunicato, con specificazione del numero di punti che nel corso del mese, fino alla data di trasmissione della comunicazione, cessa di essere servito nell'ambito della maggior tutela per disattivazione del punto di prelievo e il numero dei punti di prelievo cui il servizio è erogato a seguito di nuova attivazione;
>
> f) relativamente al mese precedente a quello in cui avviene la comunicazione, i dati di cui alle precedenti lettere da a) a e), a titolo di rettifica di quanto precedentemente comunicato.";

d. all'articolo 6bis, comma 3, le parole "entro 5 giorni lavorativi" sono sostituite dalle parole "entro 7 giorni lavorativi";

e. dopo l'articolo 15, comma 2, sono aggiunti i seguenti commi:

"15.3 Entro l'ultimo giorno lavorativo di ciascun mese con riferimento al mese precedente l'esercente la salvaguardia pubblica sul proprio sito *internet* i corrispettivi unitari determinati ai sensi del decreto ministeriale 23 novembre 2007 a copertura dei costi per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica.

15.4 Le informazioni di cui al comma 15.3 devono essere distinte per ciascuna tipologia contrattuale di cui al comma 2.2 del TIT e per ciascuna regione.

15.5 L'esercente la salvaguardia pubblica i dati di cui al comma 15.3 con riferimento a tutto il periodo in cui il medesimo eroga il servizio.";

f. l'articolo 16, comma 2, è sostituito dal seguente comma:

"16.2 Entro la fine di ciascun mese l'esercente la salvaguardia è tenuto a comunicare, con riferimento al mese precedente a quello di invio della comunicazione, all'Acquirente unico secondo modalità dallo stesso definite:

a) le condizioni economiche effettivamente applicate ai clienti finali;

b) il numero totale dei punti di prelievo serviti in salvaguardia, distinguendo il numero dei punti di prelievo che è servito a seguito di nuova attivazione e il numero dei punti di prelievo che è servito a seguito di rientro dal mercato libero;

c) il numero dei punti di prelievo che cessa di essere servito in salvaguardia, distinguendo altresì il numero dei punti che cessa di essere servito per disattivazione del punto di prelievo e il numero dei punti di prelievo che cessa di essere servito a seguito di sottoscrizione di un contratto di vendita nel mercato libero con il medesimo esercente la salvaguardia o con una società di vendita ad esso collegata o appartenente al medesimo gruppo societario;

d) distintamente per ciascuna fascia oraria, ove disponibile:

i. l'energia elettrica prelevata nel mese precedente, ovvero

ii. una stima dell'energia elettrica prelevata con riferimento ai punti di prelievo per cui non è disponibile il dato di prelievo effettivo.

Le informazioni di cui alle precedenti lettere da a) ad d) dovranno essere fornite distintamente per ogni tipologia contrattuale di cui al comma 2.2 del TIT e per ciascuna regione.";

g. all'articolo 16, dopo il comma 2, è aggiunto il seguente comma:
"16.3 Mensilmente, entro 7 giorni lavorativi dal termine di cui al comma 16.2, l'Acquirente unico trasmette all'Autorità, secondo le modalità definite dalla Direzione Mercati dell'Autorità, i dati di cui al medesimo comma.";

2. di modificare la deliberazione n. 337/07 nei termini sotto indicati:
   a. all'articolo 4, il comma 1 è soppresso;
   b. all'articolo 4, comma 2, le parole "di cui al comma 2.3 del TIV" sono sostituite dalle parole "di cui al comma 2.2 del TIT";
   c. all'articolo 5, il comma 1 è soppresso;
   d. all'articolo 5, comma 2, lettera a), le parole "i dati di cui al comma 4.1" sono sostituite dalle parole "il numero totale dei punti di prelievo serviti in salvaguardia di cui al comma 16.2, lettera b), del TIV e le informazioni di cui alla lettera d) del medesimo comma.";
   e. all'articolo 10, comma 1:
      - alla lettera a), le parole "di cui al comma 2.3, lettera c) del TIV" sono sostituite dalle parole "di cui al comma 2.2, lettera c) del TIT";
      - alla lettera b), le parole "di cui al comma 2.3, lettera e) del TIV" sono sostituite dalle parole "di cui al comma 2.2, lettera e) del TIT";
      - alla lettera c), le parole "di cui al comma 2.3, lettere b), d) e f) del TIV" sono sostituite dalle parole "di cui al comma 2.2, lettere b), d), f) e g) del TIT";
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo del TIV e della deliberazione n. 337/07, come risultanti dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 5 agosto 2008

Il presidente: ORTIS

08A06034

COPIA TRATTA DA GU

DELIBERAZIONE 5 agosto 2008.

Modifiche ed integrazioni alle procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza di cui alla deliberazione n. 10/07. (Deliberazione ARG/gas 114/08).

ON-LINE

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 5 agosto 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 settembre 2006 (di seguito: decreto ministeriale 29 settembre 2006);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 ottobre 2001, n. 229/01;
- la deliberazione dell'Autorità 17 luglio 2002, n. 137/02;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04 come successivamente modificata ed integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04;
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 10/07 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 10/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07;
- la deliberazione dell'Autorità 13 settembre 2007, n. 221/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2007, n. 243/07 (di seguito: deliberazione n. 243/07).

Considerato che:

- con la deliberazione n. 10/07 l'Autorità ha definito le procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitore di ultima istanza (di seguito: FUI) per i clienti finali di gas naturale allacciati alla rete che, anche temporaneamente sono privi di un fornitore per ragioni indipendenti della loro volontà, ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04 e del decreto ministeriale 29 settembre 2006;
- con deliberazione n. 243/07 l'Autorità ha approvato la proposta di graduatoria delle offerte pervenute nell'ambito delle procedure ad evidenza pubblica (di seguito: procedura FUI) individuando i FUI per l'anno termico 1 ottobre 2007-30 settembre 2008;
- lo svolgimento delle procedure FUI deve essere effettuato assicurando la massima concorrenzialità, trasparenza e la parità di trattamento tra i diversi partecipanti;
- tra gli elementi necessari ad assicurare i criteri di cui al precedente alinea, nonché a promuovere la più ampia partecipazione dei soggetti, si possono annoverare:
  - un aggiornamento dei requisiti di partecipazione alle procedure FUI;
  - una più precisa indicazione delle modalità di svolgimento delle procedure FUI nonché di subentro del FUI;
  - la definizione di formati standard di presentazione delle fideiussioni bancarie;
- la costituzione di un'apposita Commissione per l'esame delle istanze di partecipazione alla procedura FUI non costituisce invece presupposto indispensabile ai fini dello svolgimento delle medesime procedure;
- il monitoraggio del numero dei clienti finali serviti dal FUI e dei relativi volumi costituisce uno degli elementi al fine di valutare lo sviluppo del mercato della vendita al dettaglio e della concorrenza.

Ritenuto:

- necessario modificare ed integrare la deliberazione n. 10/07 al fine di garantire un più efficiente svolgimento delle imminenti procedure concorsuali per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per l'anno termico 1 ottobre 2008- 30 settembre 2009 nonché dell'incarico stesso di fornitore di ultima istanza nel medesimo periodo;
- al fine del perseguimento degli obiettivi di cui al precedente alinea, necessario prevedere che siano maggiormente definiti i requisiti di partecipazione e le modalità di svolgimento delle procedure FUI;
- opportuno definire in dettaglio alcuni ulteriori aspetti relativi alle procedure di subentro dei FUI, anche con particolare riferimento al subentro tra il FUI uscente e il nuovo FUI, nonché eliminare gli elementi di incertezza che sono stati segnalati anche alla luce del primo anno di operatività del FUI;
- opportuno definire in dettaglio gli obblighi informativi dei FUI nei confronti dei clienti finali serviti e modificare altresì gli obblighi di comunicazione ai fini del monitoraggio da parte dei FUI, prevedendo che tali comunicazioni avvengano con frequenza trimestrale al fine, tra l'altro, di meglio consentire la verifica del corretto svolgimento del servizio di fornitura di ultima istanza

DELIBERA

1. di sostituire l'Allegato A alla deliberazione n. 10/07 con l' *Allegato A* al presente provvedimento, di cui costituisce parte integrante e sostanziale;
2. di pubblicare sulla Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano 5 agosto 2008

Il presidente: Ortis

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE

Allegato A

Procedura ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per i clienti finali di gas naturale ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.

Articolo 1
Oggetto

1.1 La procedura disciplinata dal presente provvedimento ha ad oggetto l'individuazione dei fornitori di ultima istanza che, ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge n. 239/04 e secondo gli indirizzi di cui al decreto ministeriale 29 settembre 2006, assicurano la fornitura di gas naturale limitatamente ai seguenti clienti finali che, anche temporaneamente, sono privi di un fornitore per ragioni indipendenti dalla loro volontà:

a) clienti finali con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi/anno;
b) clienti finali connessi alle reti di distribuzione, ad eccezione dei clienti finali con consumi di tipo industriale o termoelettrico superiori a 200.000 standard metri cubi nel precedente anno termico della distribuzione.

1.2 Rientrano nei casi di cui al comma 1.1, le situazioni in cui il rapporto contrattuale stipulato tra l'esercente l'attività di vendita al cliente finale (di seguito: l'esercente) e l'impresa di distribuzione o l'impresa di trasporto si risolve e il cliente finale non ha stipulato un contratto di vendita con un altro esercente.

Articolo 2
Macroaree di prelievo

2.1 Al fine di determinare il fornitore di ultima istanza per più aree di prelievo, ai sensi dell'articolo 3, comma 1, lettera a), del decreto ministeriale 29 settembre 2006, sono individuate le seguenti 5 (cinque) macroaree di prelievo risultanti dall'aggregazione delle aree di prelievo connesse ai punti di uscita della rete nazionale dei gasdotti, in base ad un criterio di contiguità:

1. Nord Piemonte (E1), Sud Piemonte e Liguria (E2);
2. Lombardia orientale (C) Lombardia occidentale (D);
3. Friuli-Venezia-Giulia (A), Trentino Alto Adige e Veneto (B), Basso Veneto (G);
4. Emilia e Liguria (F), Romagna (I), Toscana e Lazio (H), Umbria e Marche (L);
5. Lazio (N), Marche e Abruzzo (M), Basilicata e Puglia (O), Campania (P), Calabria (Q) e Sicilia (R).

2.2 L'Autorità, anche sulla base delle evidenze di cui al successivo articolo 6, verifica entro il 5 settembre di ogni anno, ed eventualmente modifica, la composizione delle macroaree di prelievo di cui al precedente comma 2.1.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Articolo 3
Svolgimento della procedura

3.1 Sono ammessi alla procedura gli esercenti in possesso dei seguenti requisiti:

a) sussistenza della condizione di reciprocità di cui all'articolo 33 del decreto legislativo n. 164/00;
b) aver operato forniture a clienti finali nell'ambito del mercato interno europeo per un volume di gas naturale non inferiore a 200 (duecento) milioni di standard metri cubi nell'anno termico che comprende il mese di effettuazione della procedura;
c) essere titolari di contratti di approvvigionamento di gas naturale efficaci nel periodo di durata dell'incarico di fornitore di ultima istanza per un volume non inferiore a 500 (cinquecento) milioni di standard metri cubi annui;
d) aver prestato la fideiussione di cui al successivo comma 3.2.

3.2 Entro il 12 settembre di ogni anno gli esercenti interessati all'assunzione dell'incarico di fornitore di ultima istanza rilasciano a favore della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) una fideiussione bancaria a garanzia dell'affidabilità dell'offerta, pari a 15.000 (quindicimila) euro, nella forma di garanzia bancaria emessa da istituto bancario italiano o da filiale/succursale italiana di banca estera, avente validità non inferiore alla durata dell'incarico di fornitore di ultima istanza e redatta sul modulo contenuto nell'Allegato 1 del presente provvedimento.

3.2.1 La Cassa, sentita l'Autorità:

a) libera la garanzia entro 30 (trenta) giorni dalla presentazione di richiesta scritta da parte dei soggetti la cui partecipazione alla procedura è avvenuta in conformità alle disposizioni del presente provvedimento;

b) escute la garanzia, in caso di partecipazione alla procedura non conforme alle disposizioni del presente provvedimento.

3.3 Gli esercenti interessati presentano all'Autorità, all'indirizzo di piazza Cavour 5, 20121 Milano, entro le ore 16.00 del 15 settembre di ogni anno, istanza in bollo sottoscritta dal legale rappresentante, corredata dai seguenti documenti e informazioni:

a) descrizione delle modalità di applicazione delle disposizioni dell'articolo 33 del decreto legislativo n. 164/00 nei mercati degli Stati membri in cui l'instante ha sede;
b) dati relativi al volume di gas naturale fornito ai clienti finali nell'anno termico che comprende il mese di effettuazione della procedura;
c) dichiarazione in merito alla titolarità di contratti di approvvigionamento di gas naturale per un volume non inferiore a 500 (cinquecento) milioni di standard metri cubi annui con efficacia nel periodo di durata dell'incarico del fornitore di ultima istanza, con indicazione dei volumi contrattuali complessivamente disponibili;
d) copia dell'autorizzazione alla vendita di cui all'articolo 17 del decreto legislativo n. 164/00; qualora l'autorizzazione non sia già stata rilasciata all'atto di presentazione dell'istanza, dichiarazione di possedere i requisiti necessari previsti dal decreto ministeriale 24 giugno 2002;
e) indicazione delle macroaree di prelievo di cui al comma 2.1 per le quali si partecipa alla procedura;

f) per ciascuna macroarea indicata, l'offerta in termini di variazioni di prezzo rispetto al corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso (di seguito: CCI) di cui al comma 7.1 della deliberazione n. 138/03, espresso in euro/MJ, aggiornato ai sensi della deliberazione n. 79/07 e il quantitativo annuo di gas naturale minimo che l'esercente si dichiara disponibile a fornire in qualità di fornitore di ultima istanza. Tale quantitativo non può essere inferiore a 30 (trenta) milioni di standard metri cubi a P.C.S.: 38,1 MJ/Smc;
g) copia della fideiussione bancaria di cui al comma 3.2 rilasciata a favore della Cassa;
h) eventuale dichiarazione sostitutiva in conformità alle disposizioni del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 e successive modificazioni e integrazioni che attesti il possesso dei requisiti di rating creditizio di cui al comma 4.5.

3.3.1 Le istanze di cui al comma 3.3 devono essere presentate in busta chiusa recando sulla busta la dicitura "Istanza di partecipazione alla procedura ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza". Le offerte possono essere recapitate a mano presso l'ufficio Protocollo dell'Autorità o mediante raccomandata con ricevuta di ritorno.

3.4 Le istanze pervenute oltre il termine di cui al comma 3.3, ovvero non completate entro lo stesso termine, sono considerate irricevibili.

3.5 La partecipazione alla procedura implica, per ciascuna macroarea indicata nell'istanza di cui al comma 3.3, l'assunzione di impegno in caso di individuazione quale fornitore di ultima istanza.

3.6 *[soppresso]*

3.7 L'esame delle istanze viene effettuato dalla Direzione Mercati dell'Autorità. Per ciascuna macroarea di prelievo, è definita e presentata all'Autorità una graduatoria delle offerte pervenute secondo valori crescenti delle variazioni di prezzo rispetto al valore del CCI di cui al comma 7.1 della deliberazione n. 138/03, espresso in euro/MJ, aggiornato ai sensi della deliberazione n. 79/07, in coerenza con quanto previsto ai successivi commi 3.8 e 3.9.

3.8 Ai fini della formazione delle graduatorie, per ciascuna macroarea:

a) in caso di parità di offerte, sono considerate prioritarie le offerte dei soggetti che hanno dichiarato un quantitativo annuo di gas di cui al comma 3.3, lettera f), maggiore; in caso di persistente condizioni di parità, le offerte dei soggetti che risultano vincitori per più macroaree di prelievo; in caso di persistente condizione di parità tra le offerte, viene individuato quale fornitore di ultima istanza l'esercente che, sulla base della dichiarazione di cui al comma 3.3, lettera c), risulta titolare di contratti di approvvigionamento di gas naturale, con efficacia nel periodo di durata dell'incarico del fornitore di ultima istanza, che presentano maggiori volumi complessivi disponibili;
b) sono segnalate all'Autorità, dopo aver acquisito le informazioni necessarie, le offerte in termini di variazioni di prezzo rispetto al valore del CCI di cui al comma 7.1 della deliberazione n. 138/03, che comportino un valore complessivo (CCI + variazione di prezzo) inferiore di almeno il 30% del valore medio complessivo derivante dalle offerte al ribasso.

3.9 L'Autorità informa il Ministero dello sviluppo economico per i provvedimenti conseguenti qualora, con riferimento ad una determinata macroarea:

a) non sia presentata o ammessa alcuna istanza, ovvero le offerte non rispettino i criteri definiti con il presente provvedimento;

b) venga adottato un provvedimento di revoca di cui al comma 4.12;

c) il fornitore di ultima istanza eserciti la facoltà, avendo raggiunto il quantitativo annuo di gas comunicato ai sensi del comma 3.3 lettera f), di non assumere l'incarico per ulteriori punti di riconsegna e nella graduatoria di cui al comma 3.10 non vi sia alcun fornitore di ultima istanza che occupa la posizione successiva.

3.10 Entro 5 (cinque) giorni lavorativi dalla data di presentazione delle istanze di cui al comma 3.3, l'Autorità approva e pubblica sul proprio sito internet gli esiti della procedura indicando, per ciascuna macroarea di prelievo, la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come fornitori di ultima istanza e, per ciascun soggetto, il quantitativo annuo di gas di cui al comma 3.3, lettera f).

Articolo 4
Disciplina dell'incarico

4.1 I fornitori di ultima istanza individuati ai sensi della presente procedura sono responsabili delle forniture di ultima istanza per i clienti finali compresi nelle macroaree di prelievo di loro competenza a partire dall'1 ottobre dell'anno di individuazione e cessano le loro funzioni al 30 settembre dell'anno successivo, salvo i casi di cui ai successivi commi 4.10 e 4.12.

4.1.1 Il fornitore di ultima istanza è tenuto a fornire tutti i clienti finali di cui all'articolo 1 per i quali l'impresa di distribuzione o l'impresa di trasporto presenta richiesta di subentro ai sensi dell'articolo 5, fino al raggiungimento di un quantitativo annuale di gas non inferiore a quanto comunicato ai sensi del comma 3.3, lettera f), ad eccezione dei clienti finali per i quali è stata richiesta la chiusura o l'interruzione del punto di riconsegna per morosità del cliente finale ai sensi dell'articolo 16 della deliberazione n. 138/04.

4.2 Il fornitore di ultima istanza fornisce i clienti finali di cui al comma 4.1.1 alle condizioni e secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 138/03 e dalla deliberazione n. 229/01, ad eccezione del comma 11.1 della deliberazione n. 229/01.

4.2.1 Le disposizioni di cui agli articoli 3, 4, 5 e al comma 6.6 della deliberazione n. 229/01 si applicano, con riferimento a ciascun cliente finale fornito dal fornitore di ultima istanza, a decorrere dal sesto mese successivo dal subentro nella fornitura. E' fatto obbligo al fornitore di ultima istanza di emettere, durante questo periodo, almeno una fattura nei confronti di ciascun cliente finale.

4.2.2 Il termine di 3 (tre) giorni previsto dal comma 34.4 della deliberazione n. 168/04 è aumentato, con riferimento ai primi sei mesi dal subentro nella fornitura di ciascun cliente, a 6 (sei) giorni.

COPIA TRATTA DA GURITEL

4.3 Le modalità di riconoscimento a ciascun fornitore di ultima istanza delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio, come risultanti dalla procedura, sono stabilite con successivo provvedimento.

4.4 *[soppresso]*

4.5 I fornitori di ultima istanza individuati, qualora non siano società con rating creditizio, fornito da primari organismi internazionali, pari ad almeno Baa3 (Moody's Investor Services) o BBB - (Standard & Poor's Corporation o Fitch Ratings) sono tenuti:

a. a rilasciare a favore della Cassa, entro 5 (cinque) giorni lavorativi dalla individuazione, apposita fideiussione bancaria pari a 1.700 (millesettecento) euro per ogni milione di Smc offerti ai sensi del comma 3.3, lettera f), emessa da istituto bancario italiano o da filiale/succursale italiana di banca estera, avente validità non inferiore alla durata dell'incarico del fornitore di ultima istanza e redatta sul modulo contenuto nell'Allegato 2 del presente provvedimento a garanzia dell'assolvimento del servizio di fornitore di ultima istanza e dello svolgimento dello stesso in conformità alle disposizioni previste;

b. ad integrare la garanzia di cui alla lettera a) in caso, a fronte di ulteriori richieste di subentro, si avvalgano della facoltà di effettuare le forniture di ultima istanza oltre il quantitativo di gas comunicato ai sensi del comma 3.3 lettera f).

4.6 L'Autorità, anche tenuto conto della tipologia degli interventi svolti nell'anno precedente e della loro entità, verifica ed eventualmente modifica, entro il 5 settembre di ogni anno, l'importo della garanzia di cui al precedente comma.

4.7 Il fornitore di ultima istanza è tenuto a richiedere al Ministero dello sviluppo economico, entro 7 (sette) giorni lavorativi dalla pubblicazione di cui al precedente comma 3.10, l'autorizzazione alla vendita ai sensi dell'articolo 17 del decreto legislativo n. 164/00, qualora non ne sia già in possesso.

4.8 E' fatta salva la facoltà:

a) per il cliente finale di concludere un contratto di fornitura nel mercato libero secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 138/04 o dal codice di rete di trasporto;

b) anche per il fornitore di ultima istanza di stipulare un contratto di fornitura di gas naturale sul mercato libero con ciascuno dei medesimi clienti finali.

4.9 Qualora i clienti finali di cui al comma 4.1.1 non abbiano rispettato, negli ultimi 12 (dodici) mesi precedenti la richiesta di fornitura al fornitore di ultima istanza, le corrette tempistiche e gli impegni di pagamento delle fatture, i fornitori di ultima istanza possono richiedere il pagamento, da parte dei medesimi clienti finali, di un deposito cauzionale corrispondente al controvalore dei consumi medi del richiedente nei due mesi di massimo consumo con riferimento all'anno termico precedente o, ove non disponibili, riferiti a un'analoga tipologia contrattuale.

4.10 Il fornitore di ultima istanza decade dall'incarico qualora non abbia prestato la garanzia di cui al comma 4.5 o non richieda, ed ottenga, l'autorizzazione di cui al comma 4.7 e subentra di diritto l'esercente che occupa la posizione successiva nella graduatoria di cui al comma 3.10.

4.10.1 Il fornitore di ultima istanza che occupa la posizione successiva in graduatoria è tenuto a rilasciare alla Cassa, entro 5 (cinque) giorni lavorativi dalla comunicazione di subentro, apposita garanzia bancaria ai sensi del comma 4.5.

4.11 *[soppresso]*

4.12 Qualora l'Autorità ravvisi violazioni, da parte del fornitore di ultima istanza, delle norme disciplinanti l'incarico, la Cassa escute, su richiesta dell'Autorità, la garanzia di cui al comma 4.5. Il fornitore di ultima istanza è tenuto a fornire, entro 5 (cinque) giorni lavorativi dall'escussione della fideiussione, nuova garanzia, senza soluzione di continuità con la precedente. L'escussione della garanzia lascia impregiudicata la possibilità di revoca dell'incarico e l'eventuale individuazione, nonché il relativo pagamento, da parte del fornitore di ultima istanza, di ulteriori somme dovute relativamente al periodo di svolgimento dell'incarico e non coperte dalla garanzia.

Articolo 5
Procedure di subentro

5.1 La richiesta di subentro deve essere presentata al fornitore di ultima istanza dall'impresa di distribuzione o dall'impresa di trasporto per i clienti di cui al comma 4.1.1 connessi alle rispettive reti.

5.1.1 Al fine di rendere esecutivo il subentro nella fornitura a partire dal primo giorno del mese successivo a quello di presentazione della richiesta, la richiesta di subentro deve pervenire al fornitore di ultima istanza entro il 15 (quindici) di ciascun mese o, nei casi di cui al comma 5.1.2, entro il 20 (venti) di ciascun mese.

5.1.2 Il fornitore di ultima istanza ha la facoltà, in caso di raggiungimento del quantitativo annuo di gas comunicato ai sensi del comma 3.3, lettera f), di non assumere l'incarico con riferimento ad alcuni clienti contenuti nella richiesta di cui al comma precedente, comunicando l'elenco di tali clienti al soggetto che ha inviato la richiesta e all'Autorità entro 2 (due) giorni lavorativi dalla richiesta stessa. Con riferimento a tali clienti l'impresa di distribuzione o l'impresa di trasporto inviano, entro 2 (due) giorni lavorativi, la richiesta di subentro al fornitore di ultima istanza che occupa la posizione successiva nella graduatoria di cui al comma 3.10.

5.1.3 La richiesta di subentro deve contenere, ai fini della completezza ed ammissibilità, almeno i seguenti dati:

a) codice identificativo del punto di riconsegna;

b) ubicazione del punto di riconsegna e matricola del contatore;

c) nome e cognome o ragione sociale, codice fiscale o partita IVA e indirizzo del cliente finale;

d) eventuali agevolazioni su IVA e imposte precedentemente praticate al cliente finale;

e) eventuale rilevanza del cliente finale, ai fini della continuità del servizio;

f) il profilo di prelievo associato al punto di riconsegna;

g) il prelievo annuo previsto;

h) il massimo prelievo orario contrattuale, ove esistente;

i) il codice del punto di consegna dell'impianto di distribuzione che alimenta il punto di riconsegna;

j) la pressione di misura, se diversa a quella corrispondente alla bassa pressione;

k) la presenza di un convertitore di volumi;

l) l'eventuale coefficiente correttivo dei volumi nel caso di assenza del convertitore dei volumi;

m) l'indicazione dell'assenza sul punto di riconsegna della richiesta di chiusura o interruzione del punto di riconsegna per morosità del cliente finale ai sensi dell'articolo 16 della deliberazione n. 138/04.

5.1.3.1 La richiesta di subentro deve avvenire attraverso il canale di posta elettronica certificata o attraverso un canale di comunicazione che fornisca idonea documentazione elettronica attestante l'invio e l'avvenuta consegna e utilizzando formati elettronici riconosciuti dai più diffusi software di elaborazione dati e che consentano l'immediata utilizzabilità dei dati trasferiti.

5.1.4 Entro il giorno 10 (dieci) del mese di presentazione della richiesta di subentro, l'esercente che ha precedentemente fornito il cliente finale per il quale viene presentata la richiesta di subentro è tenuto a comunicare:

a) all'impresa di distribuzione che ha formulato la richiesta di subentro, i dati di cui al comma 5.1.3, lettere c) e d) con riferimento ai punti di riconsegna connessi alla rete di distribuzione;

b) all'impresa di trasporto che ha formulato la richiesta di subentro, i dati di cui al comma 5.1.3, lettere da c) a l) con riferimento ai punti di riconsegna connessi alla rete di trasporto.

5.1.5 Il fornitore di ultima istanza comunica all'impresa distributrice o all'impresa di trasporto cui è connesso il punto di riconsegna fornito dal fornitore di ultima istanza, entro 10 (dieci) giorni dalla data di subentro, su quali punti di riconsegna intende effettuare la lettura dei consumi e le frequenze di lettura.

5.1.6 Entro 30 (trenta) giorni dalla data di decorrenza del subentro, l'impresa di distribuzione comunica al fornitore di ultima istanza i seguenti dati:

a) la lettura di subentro, con la caratterizzazione della tipologia di lettura (effettiva o stimata);

b) il progressivo del volume annuo prelevato fino alla data della sostituzione.

5.1.7 Entro 30 (trenta) giorni dalla data di decorrenza del subentro, l'impresa di distribuzione comunica al venditore uscente i dati di cui al comma 14.11 della deliberazione n. 138/04.

5.2 I fornitori di ultima istanza subentrano, direttamente o indirettamente, di diritto e in deroga rispetto ai termini previsti dai rispettivi codici di distribuzione e di stoccaggio, a decorrere dalla data di subentro nelle forniture ai clienti finali, nei rapporti contrattuali conclusi dal precedente esercente con le imprese di distribuzione e di stoccaggio e, per le quote relative ai clienti finali ad essi trasferiti avvalendosi, per le esigenze di stoccaggio di modulazione degli stessi clienti, del trasferimento dell'intera corrispondente capacità di modulazione conferita per i medesimi clienti; a tal fine il fornitore di ultima istanza presenta richiesta di subentro alle imprese di distribuzione e di stoccaggio entro 20 (venti) giorni dalla data di subentro nelle forniture ai clienti finali.

5.2.1 A decorrere dalla data di subentro nelle forniture ai clienti finali, i fornitori di ultima istanza subentrano di diritto nei rapporti contrattuali conclusi direttamente o indirettamente dal precedente esercente con l'impresa di trasporto, per le quote di capacità di trasporto strumentali alla fornitura di detti clienti finali. A tal fine, entro il quinto giorno successivo la data di ricevimento della richiesta di subentro, il fornitore di ultima istanza richiede all'impresa di trasporto le capacità di trasporto presso i punti di riconsegna connessi alla rete di trasporto.

5.2.2 Per i fini di cui al comma 5.2.1, l'impresa di distribuzione che presenta richiesta di subentro comunica entro il medesimo termine della richiesta, all'impresa di trasporto interconnessa a monte, le informazioni di cui al comma 5.1.3, lettera i), nonché il nominativo dell'utente ovvero degli utenti del proprio impianto di distribuzione cui subentra il fornitore di ultima istanza.

5.3 I volumi di gas in stoccaggio relativi a clienti finali oggetto della fornitura di ultima istanza, per i quali vigono gli obblighi di modulazione che danno diritto alla priorità di cui al comma 9.2, lettere b) e c), della deliberazione n. 119/05, sono offerti prioritariamente ai fornitori di ultima istanza, per la quota relativa alle esigenze di modulazione dei medesimi clienti.

5.4 In ogni caso, in relazione al subentro del fornitore di ultima istanza, non si applicano, per il periodo intercorrente tra la data del medesimo subentro nelle forniture ai clienti finali e le tempistiche previste nel codice di rete ai fini dell'adeguamento delle capacità conferite, i corrispettivi di cui all'articolo 17 della deliberazione n. 137/02.

5.5 Il fornitore di ultima istanza è tenuto a comunicare a ogni cliente finale, entro 15 giorni dall'attivazione della fornitura:

a) che il cliente finale, con riferimento al punto di riconsegna oggetto del subentro, è servito dal fornitore di ultima istanza ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge n. 239/04 e del decreto ministeriale 29 settembre 2006 nonché secondo le previsioni di cui all'Allegato A della deliberazione n. 10/07, specificando la data a partire dalla quale ha inizio la fornitura;

b) che il fornitore di ultima istanza, ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge n. 239/04, è stato selezionato attraverso apposite procedure ad evidenza pubblica;

c) che la fornitura avviene secondo le modalità previste dalle deliberazioni dell'Autorità n. 229/01, n. 138/03 e n. 10/07;

d) l'indirizzo internet e i recapiti telefonici del medesimo fornitore di ultima istanza cui il cliente può rivolgersi per ottenere le necessarie informazioni.

Articolo 5bis
Procedure legate al subentro del nuovo fornitore di ultima istanza

5bis.1 Entro il 4 settembre di ogni anno:

a) i fornitori di ultima istanza uscenti responsabili dell'erogazione del servizio fino al 30 settembre dell'anno di effettuazione delle procedure, comunicano all'Autorità, per ciascuna area di prelievo connessa ai punti di uscita della rete nazionale dei gasdotti, il numero di punti di riconsegna forniti nel mese della comunicazione in qualità di fornitori di ultima istanza per i quali non è pervenuta comunicazione di recesso a far data dall'1 ottobre del medesimo anno, ed i volumi annui corrispondenti;

b) le imprese di distribuzione e le imprese di trasporto comunicano all'Autorità, per ciascuna area di prelievo connessa ai punti di uscita della rete nazionale dei gasdotti, la miglior stima del numero di punti di riconsegna e dei volumi annui corrispondenti che saranno oggetto della richiesta di subentro di cui al comma 5.1.1 riferita al mese di settembre.

5bis.2 Le comunicazioni di cui al comma 5bis.1 avvengono secondo le modalità di invio dei dati e il formato elettronico di cui all'Allegato 3 del presente provvedimento.

5bis.3 L'Autorità, entro il 9 settembre di ogni anno, pubblica sul proprio sito internet, per ciascuna macroarea di prelievo, le informazioni di cui al comma 5bis.1.

5bis.4 Entro il 30 settembre di ogni anno, i fornitori di ultima istanza uscenti comunicano ai nuovi fornitori di ultima istanza responsabili dell'erogazione del servizio a partire dall'1 ottobre del medesimo anno, per ogni macroaerea di prelievo, i dati di cui al comma 5.1.3 con riferimento:

a) a ciascun punto di riconsegna fornito nel mese della comunicazione e per il quale non è pervenuta comunicazione di recesso a far data dall'1 ottobre del medesimo anno;

b) ai punti di riconsegna comunicati dall'impresa di distribuzione o dall'impresa di trasporto per il mese di settembre ai sensi del comma 5.1.1.

5bis.5 La comunicazione di cui al comma 5bis.4 deve avvenire attraverso il canale di posta elettronica certificata o attraverso un canale di comunicazione che fornisca idonea documentazione elettronica attestante l'invio e l'avvenuta consegna e utilizzando formati elettronici riconosciuti dai più diffusi software di elaborazione dati e che consentano l'immediata utilizzabilità dei dati trasferiti.

Articolo 6

Obblighi di comunicazione ai fini del monitoraggio

6.1 Entro il decimo giorno lavorativo del secondo mese successivo alla fine di ciascun trimestre, con inizio dei trimestri a partire dal mese di ottobre di ogni anno, i fornitori di ultima istanza trasmettono all'Autorità, con riferimento a ciascun mese del trimestre precedente, per ciascuna area di prelievo connessa ai punti di uscita della rete nazionale di gasdotti:

a) il numero dei punti di riconsegna forniti dal fornitore di ultima istanza ed i volumi corrispondenti (ovvero una stima dei volumi forniti con riferimento ai punti di riconsegna per cui non è disponibile il dato effettivo), con separata evidenza dei punti di riconsegna serviti in precedenza da società collegate al fornitore di ultima istanza o appartenenti al medesimo gruppo societario;

b) il numero dei punti di riconsegna corrispondenti ai clienti di cui al comma 4.9 ed i volumi corrispondenti (ovvero una stima dei volumi forniti con riferimento ai punti di riconsegna per cui non è disponibile il dato effettivo);

c) il numero dei punti di riconsegna corrispondenti ai clienti che hanno cambiato fornitore, passando dal fornitore di ultima istanza ad altro esercente l'attività di vendita, con separata evidenza dei clienti passati a società collegate al fornitore di ultima istanza o appartenenti al medesimo gruppo societario, ed i volumi corrispondenti (ovvero una stima dei volumi forniti con riferimento ai punti di riconsegna per cui non è disponibile il dato effettivo);

d) il numero dei punti di riconsegna soggetti a sospensione della fornitura da parte del fornitore di ultima istanza per inadempimento dello stesso cliente finale ed i volumi corrispondenti forniti nel mese precedente la sospensione (ovvero una stima dei volumi forniti con riferimento ai punti di riconsegna per cui non è disponibile il dato effettivo).

Articolo 7
Prima applicazione della procedura

[soppresso]

Articolo 8
Disposizioni finali

8.1 L'Autorità definisce con successivo provvedimento:

a) in esito alla pubblicazione dei relativi indirizzi da parte del Ministero dello sviluppo economico, le modalità di individuazione dei fornitori di ultima istanza che, ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge n. 239/04, sono tenuti ad assicurare la fornitura di gas naturale ai clienti finali che risiedono in aree geografiche nelle quali non si è ancora sviluppato un mercato concorrenziale nell'offerta di gas;

b) le finalità e le modalità di impiego degli importi delle garanzie escusse ai sensi dei precedenti commi 3.2.1 e 4.12.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

ALLEGATO 1

MODELLO PER LA FIDEIUSSIONE BANCARIA A GARANZIA DELL'AFFIDABILITÀ' DELL'OFFERTA DI CUI AL COMMA 3.2 DELL'ALLEGATO A ALLA DELIBERAZIONE N, 10/07

Spett. le
Cassa Conguaglio per il Settore
Elettrico

..., lì ...

Fideiussione (rif. n. ...)

La Banca ..., filiale di ..., con sede legale in ..., C.F. ..., P.I. ..., iscritta al Registro delle Imprese al n. ..., iscritta all'Albo delle banche ... al n. ..., capitale sociale Euro ... , in persona dei suoi legali rappresentanti ... (nel seguito: la Banca)

PREMESSO CHE

- ai sensi dell'articolo 3, comma 2 dell'Allegato A della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 10/07 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 10/07), gli esercenti l'attività di vendita di gas naturale ai clienti finali interessati a partecipare alle procedure concorsuali per l'individuazione dei fornitori i ultima istanza ai sensi dell'art. 1, comma 46, della Legge n. 239/04 sono tenuti a rilasciare fideiussione bancaria per un ammontare di 15.000 (quindicimila) euro a favore della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa);

- la società *[denominazione e ragione sociale]*, con sede legale in..., in persona del legale rappresentante......, codice fiscale/partita IVA ..., capitale sociale Euro..., di cui sottoscritto ..., di cui versato ..., iscritta presso ..., (nel seguito: il Richiedente) è esercente l'attività di vendita di gas naturale ai clienti finali in possesso di autorizzazione alla vendita ai sensi dell'articolo 17 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164/00 ovvero esercente l'attività di vendita ai clienti finali in possesso dei requisiti previsti dal decreto del Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico) 24 giugno 2002, interessata a partecipare alle procedure concorsuali di cui al precedente alinea;

- il Richiedente ha presentato formale richiesta di rilascio della fideiussione di cui ai precedenti alinea, per un ammontare di 15.000 (quindicimila) euro.

TUTTO CIÒ PREMESSO

la Banca presta la presente fideiussione in favore della Cassa secondo i termini e alle condizioni di seguito indicate e comunque nel rispetto delle disposizioni contenute nell'Allegato A alla deliberazione n. 10/07.

1. La fideiussione è valida ed efficace dal [*data da indicare*] al [*data da indicare*].

2. La Banca, irrevocabilmente, incondizionatamente e con formale rinuncia al beneficio della preventiva escussione di cui all'articolo 1944 del codice civile, garantisce l'affidabilità dell'offerta, ai sensi dell'articolo 3, comma 2 della deliberazione n. 10/07.

3. Per effetto di quanto previsto al precedente punto 2, la Banca si impegna irrevocabilmente e senza indugio a pagare l'importo di Euro 15.000 (quindicimila), senza procedere ad alcun esame delle ragioni poste a sostegno della relativa richiesta di pagamento e nonostante qualsiasi eccezione, contestazione od obiezione che il Richiedente abbia sollevato in merito, a fronte di semplice richiesta scritta della Cassa.

4. A seguito della richiesta di cui al precedente punto 3, da inoltrarsi via telefacsimile, la Banca pagherà, entro dieci giorni dalla data di ricezione della richiesta medesima, e con valuta lo stesso giorno, a mezzo bonifico di importo rilevante (BIR) o procedure equivalenti, la somma indicata in Euro nella richiesta di pagamento. Qualora il termine per il pagamento cada in un giorno festivo, la scadenza è prorogata al primo giorno seguente non festivo.

5. La Banca, con la presente fideiussione, espressamente solleva la Cassa dall'obbligo di agire nei termini previsti dall'articolo 1957 del codice civile, fermo restando che la Banca rimarrà vincolata, in deroga a detto articolo, anche nel caso in cui la Cassa non abbia proposto istanza nei confronti del Richiedente o non l'abbia coltivata.

6. In deroga all'articolo 1939 del codice civile, la presente fideiussione dovrà ritenersi valida ed efficace anche nel caso in cui l'obbligazione principale del Richiedente nei confronti di Cassa dovesse essere dichiarata invalida.

7. La Banca, con la presente fideiussione, espressamente ed irrevocabilmente, rinuncia ad esercitare i diritti ad essa spettanti ai sensi degli articoli 1945, 1947 e 1955 del codice civile.

8. La Banca espressamente rinuncia ad ogni difesa, eccezione, diritto di compensazione, ricorso od istanza nei confronti della Cassa, in relazione alle obbligazioni assunte con la presente fideiussione, ivi compresa, senza limitazione alcuna, ogni difesa, eccezione, compensazione, ricorso od istanza che il Richiedente possa vantare a qualsiasi titolo nei confronti della Cassa.

9. La Banca accetta che i diritti relativi all'escussione della presente fideiussione e spettanti alla Cassa siano esercitati dalla Cassa, ovvero da un soggetto appositamente incaricato dalla stessa.

10. Ogni comunicazione dovrà essere effettuata mediante raccomandata con avviso di ricevimento, ovvero mediante messaggio elettronico con avviso di ricevimento, ai seguenti indirizzi: ...,[*indirizzo*]...– , [*indirizzo e-mail*]... .Le comunicazioni si intenderanno ricevute nel momento in cui giungeranno all'indirizzo del destinatario, se effettuate mediante lettera raccomandata con avviso di ricevimento, ovvero alla data di ricezione del messaggio di avvenuto ricevimento, se effettuate mediante posta elettronica.

11. Per qualunque controversia derivante dal presente atto è competente il Foro di Roma.

Denominazione della Banca

Firme dei legali rappresentanti

COPIA

Si approvano specificamente, ai sensi e per gli effetti degli articoli 1341 e 1342 del codice civile, le clausole e le condizioni di cui ai punti 2 (*rinuncia al beneficio della preventiva escussione*), 3 (*pagamento a prima richiesta*), 5 (*deroga ai termini previsti dall'art. 1957 del codice civile*, 6 (*deroga alla validità*), 7 (*rinuncia ai diritti di cui agli articoli 1945, 1947 e 1955 del codice civile*), 8 (*rinuncia ad istanze o azioni*) e 11 (*Foro competente*) della presente fideiussione.

La Banca

N.B.: la firma dei legali rappresentanti deve essere autenticata ai sensi delle vigenti disposizioni di legge.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

ALLEGATO 2

MODELLO DI FIDEIUSSIONE BANCARIA DA RILASCIARE AI SENSI DEL COMMA 4.5 DELL'ALLEGATO A ALLA DELIBERA N. 10/07

Spett. le
Cassa Conguaglio per il Settore
Elettrico

..., lì ...

Fideiussione (rif. n. ...)

La Banca ..., filiale di ..., con sede legale in ..., C.F. ..., P.I. ..., iscritta al Registro delle Imprese al n. ..., iscritta all'Albo delle banche ... al n. ..., capitale sociale Euro ... , in persona dei suoi legali rappresentanti ... (nel seguito: la Banca),

PREMESSO CHE

- ai sensi del comma 4.5 dell'Allegato A della delibera n. 10/07 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas come successivamente modificata e integrata (di seguito: delibera n. 10/07) , i fornitori di ultima istanza individuati tramite le procedure concorsuali ai sensi dell'art. 1, comma 46, della Legge n. 239/2004, qualora non siano società con rating creditizio, fornito da primari organismi internazionali, pari ad almeno Baa3 (Moody's Investor Services) o BBB - (Standard & Poor's Corporation o Fitch Ratings), sono tenuti a rilasciare a favore della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito Cassa) fideiussione bancaria a garanzia dell'assolvimento del servizio di fornitore di ultima istanza e dello svolgimento dello stesso in conformità alle disposizioni previste;

- i fornitori di ultima istanza erogano il servizio a partire dal *[inserire]*e fino al *[inserire]*, ai sensi del comma 4.1dell'Allegato A della deliberazione n. 10/07;

- la società *[denominazione e ragione sociale]*, con sede legale in..., in persona del legale rappresentante......, codice fiscale/partita IVA ..., capitale sociale Euro..., di cui sottoscritto ..., di cui versato ..., iscritta presso ..., (nel seguito Richiedente) è stata individuata quale fornitore di ultima istanza a seguito dell'espletamento delle procedure ad evidenza pubblica di cui all'Allegato A della deliberazione n. 10/07;
- il Richiedente ha presentato formale richiesta di rilascio della fideiussione di cui ai precedenti alinea, per un ammontare di *[inserire(numero e lettere)]* euro.

TUTTO CIÒ PREMESSO

la Banca presta la presente fideiussione in favore della Cassa secondo i termini e alle condizioni di seguito indicate e comunque nel rispetto delle disposizioni contenute nell'Allegato A della deliberazione n. 10/07.

1. La fideiussione è valida ed efficace dal [*data da inserire]* al [*data da inserire]*

COPIA TRATTA DA GURITEL

2. La Banca, irrevocabilmente, incondizionatamente e con formale rinuncia al beneficio della preventiva escussione di cui all'articolo 1944 del codice civile, garantisce:

- l'assolvimento del servizio di fornitore di ultima istanza, ai sensi degli articoli 4, 5, 5bis e 6 dell'Allegato A della deliberazione n. 10/07;
- lo svolgimento del servizio di fornitore di ultima istanza in conformità di ogni altra disposizione disciplinante lo stesso.

3. Per effetto di quanto previsto al precedente punto 2, la Banca si impegna irrevocabilmente e senza indugio a pagare l'importo di Euro *[inserire (numero e lettere)]* senza procedere ad alcun esame delle ragioni poste a sostegno della relativa richiesta di pagamento e nonostante qualsiasi eccezione, contestazione od obiezione che il Richiedente abbia sollevato in merito, a fronte di semplice richiesta scritta della Cassa.

4. A seguito della richiesta di cui al precedente punto 3, da inoltrarsi via telefacsimile, la Banca pagherà, entro dieci giorni dalla data di ricezione della richiesta medesima, e con valuta lo stesso giorno, a mezzo bonifico di importo rilevante (BIR) o procedure equivalenti, la somma indicata in Euro nella richiesta di pagamento. Qualora il termine per il pagamento cada in un giorno festivo, la scadenza è prorogata al primo giorno seguente non festivo.

5. La Banca, con la presente fideiussione, espressamente solleva la Cassa dall'obbligo di agire nei termini previsti dall'articolo 1957 del codice civile, fermo restando che la Banca rimarrà vincolata, in deroga a detto articolo, anche nel caso in cui la Cassa non abbia proposto istanza nei confronti del Richiedente o non l'abbia coltivata.

6. In deroga all'articolo 1939 del codice civile, la presente fideiussione dovrà ritenersi valida ed efficace anche nel caso in cui l'obbligazione principale del Richiedente nei confronti di Cassa dovesse essere dichiarata invalida.

7. La Banca, con la presente fideiussione, espressamente ed irrevocabilmente, rinuncia ad esercitare i diritti ad essa spettanti ai sensi degli articoli 1945, 1947 e 1955 del codice civile.

8. La Banca espressamente rinuncia ad ogni difesa, eccezione, diritto di compensazione, ricorso od istanza nei confronti della Cassa, in relazione alle obbligazioni assunte con la presente fideiussione, ivi compresa, senza limitazione alcuna, ogni difesa, eccezione, compensazione, ricorso od istanza che il Richiedente possa vantare a qualsiasi titolo nei confronti della Cassa.

9. La Banca accetta che i diritti relativi all'escussione della presente fideiussione e spettanti alla Cassa siano esercitati dalla Cassa, ovvero da un soggetto appositamente incaricato dalla stessa.

10. Ogni comunicazione dovrà essere effettuata mediante raccomandata con avviso di ricevimento, ovvero mediante messaggio elettronico con avviso di ricevimento, ai seguenti indirizzi: ...,*[indirizzo]*...– , *[indirizzo e-mail]*... .Le comunicazioni si intenderanno ricevute nel momento in cui giungeranno all'indirizzo del destinatario, se effettuate mediante lettera raccomandata con avviso di ricevimento, ovvero alla data di ricezione del messaggio di avvenuto ricevimento, se effettuate mediante posta elettronica.

11. Per qualunque controversia derivante dal presente atto è competente il Foro di Roma.

Denominazione della Banca

Firme dei legali rappresentanti

Si approvano specificamente, ai sensi e per gli effetti degli articoli 1341 e 1342 del codice civile, le clausole e le condizioni di cui ai punti 2 (*rinuncia al beneficio della preventiva escussione*), 3 (*pagamento a prima richiesta*), 5 (*deroga ai termini previsti dall'art. 1957 del codice civile*), 6 (*deroga alla validità*), 7 (*rinuncia ai diritti di cui agli articoli 1945, 1947 e 1955 del codice civile*), 8 (*rinuncia ad istanze o azioni*) e 11 (*Foro competente*) della presente fideiussione.

La Banca

N.B.: la firma dei legali rappresentanti deve essere autenticata ai sensi delle vigenti disposizioni di legge.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE

ALLEGATO 3

MODULO PER L'INVIO DEI DATI AI SENSI DELL'ARTICOLO 5bis DELL'ALLEGATO A ALLA DELIBERAZIONE N. 10/07

Ai fini dell'adempimento degli obblighi di cui all'articolo 5bis dell'Allegato A alla deliberazione n. 10/07 il fornitore di ultima istanza uscente o l'impresa di distribuzione o l'impresa di trasporto sono tenuti a compilare e inviare la tabella all'indirizzo mercati@autorita.energia.it
La tabella deve essere in formato excel e rispettare il formato sotto riportato.

Ragione Sociale	Area di prelievo del punto di Uscita della RN	Numero di punti di prelievo serviti	Volume annuo in Sm3 (effettivo o migliore stima)

08A06035

COPIA TRATTA DA GURITEL

DELIBERAZIONE 5 agosto 2008.

Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento. (Deliberazione ARG/elt 115/08).

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 5 agosto 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio 26 giugno 2003 (di seguito: Direttiva 2003/54/CE) ed, in particolare, l'articolo 23;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) ed, in particolare, l'articolo 1, comma 1, l'articolo 2, comma 12, lettere da g) ad i), e l'articolo 22;
- il decreto legislativo 9 aprile 1991, n. 127 (di seguito: d.lgs. n. 127/91);
- il decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, "Testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria, ai sensi degli articoli 8 e 21 della legge 6 febbraio 1996, n. 52" come modificato dal decreto legislativo n. 164 del 17 settembre 2007, dal decreto legislativo n. 195 del 6 novembre 2007 e dal decreto legislativo n. 229 del 19 novembre 2007 (di seguito: d.lgs. n. 58/98);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e sue modifiche e provvedimenti applicativi (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 (di seguito: d.P.R. n. 445/00);
- gli indirizzi formulati in data 31 luglio 2003 dal Ministro delle Attività Produttive per la realizzazione di un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica (di seguito: Sistema Italia 2004);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003 recante approvazione del testo integrato della Disciplina del mercato elettrico e assunzione di responsabilità del Gestore del mercato elettrico S.p.A. relativamente al mercato elettrico (di seguito: decreto ministeriale 19 dicembre 2003) ed, in particolare, l'articolo 5;
- il decreto della Presidenza del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, ed in particolare (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- la direttiva del Ministro delle attività produttive 24 dicembre 2004 (prot. n. 4159), contenente indirizzi alle società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A., Gestore del mercato elettrico S.p.A. e Acquirente unico S.p.A., ai fini della partecipazione attiva della domanda al Sistema Italia 2004 (di seguito: direttiva ministeriale 24 dicembre 2004);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2004, n. 84/04 (di seguito: deliberazione n. 84/04);
- la deliberazione dell'Autorità 25 giugno 2004, n. 102/04 (di seguito: deliberazione n. 102/04);
- la deliberazione dell'Autorità 13 gennaio 2005, n. 3/05 (di seguito: deliberazione n. 3/05);
- la deliberazione dell'Autorità 9 febbraio 2005, n. 19/05 (di seguito: deliberazione n. 19/05);
- la deliberazione dell'Autorità 24 marzo 2005, n. 50/05 (di seguito: deliberazione n. 50/05);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 (di seguito: deliberazione n. 111/06);

- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2007, n. 186/07(di seguito: deliberazione n. 186/06);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2007, n. 187/07;
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2007, n. 188/07;
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2007, n. 189/07;
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2007, n. 190/07;
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2007, n. 191/07;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: TIT);
- il documento di consultazione 6 giugno 2008, n. 17/08 (di seguito: documento di consultazione n. 17/08);
- le note della Direzione Mercati dell'Autorità del 16 maggio 2007 indirizzate alla società Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. - prot. Autorità n. 2242 in pari data - e alla società Terna S.p.A. - prot. Autorità n. 2243 in pari data - (di seguito: note 16 maggio 2007);
- la nota della Direzione Mercati dell'Autorità del 21 dicembre 2007, prot. Autorità n. 6152 in pari data (di seguito: nota 21 dicembre 2007).

Considerato che:

- ai sensi della legge n. 481/95, l'Autorità è investita di una generale funzione di regolazione e della specifica funzione di promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta dei servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica;
- ai sensi del decreto ministeriale 19 dicembre 2003, l'Autorità definisce i criteri per la costruzione di indici di prezzo per il mercato dell'energia elettrica, da parte del Gestore del mercato elettrico S.p.A. (di seguito: GME), e per il mercato del servizio di dispacciamento, da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa - ora, Terna S.p.A. (di seguito: Terna) -, nonché un meccanismo per il controllo dell'esercizio del potere di mercato e le modalità per il monitoraggio dell'andamento dei prezzi sul mercato elettrico;
- ai sensi degli articoli 12, comma 3, e 13, comma 3, della deliberazione n. 50/05, GME e Terna garantiscono all'Autorità l'accesso ai dati utilizzati per il calcolo degli indici di mercato di rispettiva competenza secondo le disposizioni della medesima delibera;
- Terna svolge, tra l'altro, il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99; e che detto servizio risulta essere di pubblica utilità;
- GME svolge in esclusiva il servizio di pubblica utilità di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99;
- la società Gestore dei servizi elettrici Spa (di seguito: GSE) svolge in esclusiva i servizi di pubblica utilità di cui all'articolo 1, comma 1, lettera a) del DPCM 11 maggio 2004;
- con note 16 maggio 2007, la Direzione Mercati dell'Autorità (di seguito: la Direzione Mercati), alla luce dell'esperienza maturata dall'entrata in vigore della deliberazione n. 50/05 e allo scopo di garantire l'efficiente ed efficace svolgimento delle attività di monitoraggio ha:
  - richiesto a GME e Terna di cooperare alla predisposizione di un sistema integrato di accesso ai dati per il monitoraggio e di un sistema di coordinamento fra la medesima Direzione e gli uffici di GME e Terna deputati all'espletamento delle attività di cui all'articolo 4, commi 1 e 2, della deliberazione n. 50/05;

- evidenziato l'esigenza che le procedure di archiviazione, estrazione, trasferimento e trattamento dei medesimi dati utilizzate da GME e Terna – essendo funzionali all'esercizio delle competenze dell'Autorità – fossero tali da assicurare l'integrità e la correttezza dei medesimi dati;
- rilevato che il predetto sistema di coordinamento fra la Direzione Mercati e gli uffici di GME e Terna avrebbe dovuto prevedere un maggiore coinvolgimento di GME e Terna nelle attività di cui all'articolo 4, commi 1 e 2, della deliberazione n. 50/05 sia in termini di risorse umane che in termini di strumenti informatici dedicati allo scopo;

- nei mesi tra maggio e dicembre dell'anno 2007 si sono svolti incontri fra la Direzione Mercati e gli uffici di GME e Terna volti a chiarire gli obiettivi del predetto percorso di riforma dei sistemi di accesso ai dati per il monitoraggio e delle modalità di svolgimento delle attività di cui all'articolo 4, commi 1 e 2, della deliberazione n. 50/05, nonché a identificare le soluzioni tecniche più idonee a conseguire tali obiettivi;
- con nota 21 dicembre 2007, la Direzione Mercati ha sottolineato che i sistemi finora predisposti per l'accesso e la condivisione dei dati e delle informazioni utili all'espletamento della funzione di monitoraggio non risultano pienamente idonei a consentire all'Autorità un efficiente ed efficace svolgimento della medesima funzione, e che la reportistica prevista dalla deliberazione n. 50/05 non è pienamente idonea a far emergere con la dovuta tempestività eventuali anomalie del mercato elettrico e le loro potenziali cause;
- con la stessa nota 21 dicembre 2007, la Direzione Mercati ha esposto a GME, Terna e GSE gli elementi per una possibile riforma della disciplina di cui alla deliberazione n. 50/05 evidenziando le principali esigenze in tal senso e le conseguenti possibili modifiche ed integrazioni, finalizzate a predisporre un sistema per l'accesso e la condivisione dei dati e un sistema di reportistica idonei ad un efficiente ed efficace esercizio della funzione di monitoraggio;
- i predetti elementi sono stati condivisi ed approfonditi nell'ambito di riunioni svoltesi nei mesi fra gennaio e aprile 2008, tra la Direzione Mercati, GME, Terna e GSE, al fine di ottimizzare la realizzazione di appositi data warehouse e di evitare l'adozione di soluzioni tecniche eccessivamente onerose in rapporto agli scopi perseguiti; e che, tali elementi possono essere così sintetizzati:
  - l'archiviazione e la condivisione con l'Autorità dei dati e degli indici di monitoraggio essenziali all'espletamento della funzione di monitoraggio devono essere assicurate tramite la progettazione, realizzazione, manutenzione e aggiornamento periodico (preferibilmente settimanale) di appositi *data warehouse*, la cui funzionalità deve essere oggetto di test nel corso di un congruo periodo di collaudo;
  - l'espletamento di un congruo periodo di collaudo deve essere esclusivamente finalizzato a testare la funzionalità dei *data warehouse* senza, beninteso, compromettere l'integrità, la completezza e l'attendibilità dei dati su base annuale;
  - i dati e gli indici di monitoraggio da archiviarsi e aggiornarsi in ciascun *data warehouse* devono essere chiaramente definiti dall'Autorità;
  - la condivisione dei dati e degli indici di monitoraggio deve essere assicurata consentendo alla Direzione Mercati di accedere a ciascun *data warehouse* tramite connessione Internet sicura, nonché di interrogare i medesimi *data warehouse* tramite uno strumento di *business intelligence* che risponda ai requisiti minimi fissati dall'Autorità;

- l'interoperabilità dei *data warehouse* deve essere assicurata dall'utilizzo di codifiche e formati anche temporali uniformi definiti dall'Autorità, onde facilitare l'analisi incrociata dei dati e degli indici di monitoraggio archiviati in uno qualsiasi dei *data warehouse* coi dati e gli indici di monitoraggio archiviati in un qualsiasi altro fra i rimanenti *data warehouse*;
- devono essere conservati in memoria tutti i dati e gli indici di monitoraggio relativi al periodo decorrente dal 1° gennaio 2008 e, ove necessario e fattibile, devono anche essere uniformati alle codifiche e ai formati definiti dall'Autorità i dati relativi al periodo 2004-2007;
- le codifiche e i formati, anche temporali, utilizzati per la rappresentazione dei dati previsionali e consuntivi devono essere i medesimi e i predetti dati devono essere archiviati nel medesimo database; al riguardo il sistema deve prevedere codifiche identificative definite una sola volta nel sistema elettrico e messe a disposizione di tutti i successivi processi di archiviazione dei dati nel medesimo sistema;
- la tempestività nel rilevamento di eventuali anomalie nel mercato di rispettiva competenza deve essere assicurata tramite l'elaborazione e trasmissione alla Direzione Mercati, secondo criteri e modalità stabiliti dalla medesima Direzione, di un rapporto settimanale:
  - i) che analizzi la struttura e gli esiti del mercato di rispettiva competenza nonché la condotta dei singoli operatori nel predetto mercato;
  - ii) che la Direzione Mercati possa utilizzare al fine di elaborare, col supporto di GME, Terna e GSE, un rapporto settimanale dell'Autorità in grado di cogliere gli effetti delle interazioni fra i mercati di rispettiva competenza di codeste società;
- l'efficacia del sistema di monitoraggio deve essere assicurata tramite la strutturazione di un opportuno meccanismo incentivante di remunerazione delle attività di cui ai precedenti alinea svolte nel rispetto dei requisiti sopraelencati; tale meccanismo deve essere basato sulla misurazione della performance in termini, per esempio, di tempestività nell'aggiornamento dei *data warehouse* e di invio dei rapporti settimanali, nonché di coerenza e correttezza dei dati e degli indici di monitoraggio archiviati nei medesimi *data warehouse*;

• inoltre, in un ulteriore incontro, svoltosi nel giugno 2008 tra la Direzione Mercati, Terna, GME e GSE, è emersa la necessità di costituire anagrafiche comuni per l'identificazione univoca, tramite codici identificativi uniformi, degli impianti di produzione, dei soggetti firmatari delle convenzioni con GSE per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi della deliberazione n. 280/07, degli utenti del dispacciamento e degli operatori di mercato, anche per facilitare l'integrazione dei dati archiviati nei diversi data warehouse; e che il processo di costituzione di anagrafiche comuni può avvenire in concomitanza alla predisposizione da parte di GME, Terna e GSE degli schemi di progetto dei data warehouse al fine di evitare ulteriori ritardi;

• inoltre, gli elementi acquisiti nell'ambito delle istruttorie avviate con deliberazione n. 186/06 hanno evidenziato l'esigenza di introdurre una modalità di acquisizione delle informazioni che un soggetto detiene direttamente o che è in grado di reperire sui rapporti di controllo con altri soggetti caratterizzata, da un lato, dall'unicità del soggetto istituzionale (l'Autorità) destinatario delle predette informazioni e, perciò, deputato a identificare gli aggregati di soggetti rispetto ai quali calcolare gli indici di monitoraggio, e dall'altro lato, dalla chiara indicazione della documentazione da produrre per descrivere e comprovare le medesime informazioni;

- inoltre, nel quadro delle attività volte a creare un mercato elettrico integrato nella Regione del Centro-Sud Europa – che include i mercati elettrici di Italia, Francia, Germania, Austria, Slovenia e Grecia –, è stato avviato un processo per l'armonizzazione della regolazione nazionale in materia di trasparenza del mercato elettrico dei paesi appartenenti alla predetta Regione; e che, in esito a tale processo, dovrebbero emergere i principi e i criteri rispetto ai quali sarebbe opportuno si conformasse la regolazione nazionale in materia di trasparenza del mercato elettrico di ciascuno dei paesi della predetta Regione;
- è necessaria la produzione da parte di Terna di taluni dati previsionali a cadenze regolari onde consentire l'espletamento di analisi prospettiche da parte dell'Autorità;
- è necessario il confronto da parte dell'Autorità fra dati previsionali e dati consuntivi onde meglio valutare l'accuratezza delle previsioni e gli effetti di eventi imprevedibili;
- è indispensabile assicurare l'acquisizione dei dati per il monitoraggio a decorrere dall'1 gennaio 2009 al fine di consentire il computo degli indici di monitoraggio sull'intero anno 2009 e permettere così all'Autorità analisi comparative con gli anni seguenti

Considerato inoltre che:

- sulla base delle esigenze acquisite nei termini sopra descritti, l'Autorità, con il documento di consultazione n. 17/08, ha esposto i propri orientamenti in materia di riforma della disciplina del monitoraggio di cui alla deliberazione n. 50/05, pubblicando, in particolare, uno schema di testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM), con annessi allegati;
- le osservazioni degli operatori di mercato e degli utenti del dispacciamento pervenute in esito al summenzionato processo di consultazione hanno evidenziato:
  - l'esigenza degli utenti del dispacciamento di adottare una cadenza mensile, piuttosto che settimanale, per la comunicazione dei dati relativi ai consumi effettivi di combustibile delle unità di produzione rilevanti, onde minimizzare l'impatto sui processi gestionali delle aziende;
  - l'esigenza degli operatori di mercato di adottare una cadenza mensile per la comunicazione dei dati relativi alle transazioni di strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica effettuate dai medesimi operatori, onde minimizzare l'impatto sui processi gestionali delle aziende;
  - l'opportunità di circoscrivere la comunicazione di cui al precedente alinea ai dati relativi alle sole transazioni effettuate su mercati non organizzati o che non siano già nella disponibilità di un soggetto istituzionale, ritenendo preferibile che i dati relativi a transazioni effettuate su mercati organizzati o con un soggetto istituzionale siano acquisiti direttamente dal gestore del mercato organizzato o dal soggetto istituzionale coinvolto;
  - l'inopportunità di comunicare i dati relativi alle quote di capacità produttiva su cui gli operatori di mercato hanno diritto ad offrire nel mercato del giorno prima nonché i dati relativi alla capacità produttiva disponibile per ciascuna unità di produzione rilevante alla chiusura del medesimo mercato in quanto tali dati risulterebbero già disponibili nel sistema sotto forma, rispettivamente, di dichiarazione dell'utente del dispacciamento resa ai fini della registrazione di vendite o acquisti a termine sulla cosiddetta Piattaforma Conti Energia e di comunicazioni rese dal medesimo utente tramite il cosiddetto Registro delle Unità di Produzione dinamico;

- le osservazioni di GME e Terna pervenute in esito al summenzionato processo di consultazione hanno evidenziato che il mantenimento online di 10 anni di dati comporta una maggiore complessità di gestione e un potenziale peggioramento della funzionalità del data warehouse; e che, quindi, sarebbe preferibile mantenere online i dati dell'ultimo anno e off-line i dati di tutti gli anni antecedenti.

Ritenuto opportuno:

- procedere alla revisione della disciplina prevista dalla deliberazione n. 50/05 sulla scorta delle esperienze maturate negli ultimi 3 anni e in conformità con le linee guida di cui alla nota 21 dicembre 2007 condivisa da GME, Terna e GSE;
- elencare e descrivere i dati per il monitoraggio definiti dall'Autorità negli allegati A, B e C alla presente delibera;
- adottare una cadenza mensile sia per la comunicazione da parte degli utenti del dispacciamento dei dati relativi ai consumi effettivi di combustibile delle unità di produzione rilevanti nella loro responsabilità sia per la comunicazione da parte degli operatori di mercato dei dati relativi alle transazioni di strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica effettuate dai medesimi operatori;
- acquisire da ciascun operatore di mercato i dati relativi a tutte le transazioni di strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica effettuate dal medesimo, sia su mercati organizzati che over-the-counter, essendo tale soggetto l'unico in grado di ricostruire e certificare la propria posizione netta complessiva su tali strumenti;
- mantenere online almeno i dati per il monitoraggio degli ultimi 5 (cinque) anni e off-line i dati per il monitoraggio di tutti gli anni antecedenti, onde facilitare l'analisi storica sul medio periodo dei dati immagazzinati nei differenti data warehouse;
- disciplinare con successivo provvedimento i processi di ristrutturazione e gestione delle anagrafiche degli impianti di produzione, dei soggetti firmatari delle convenzioni con GSE per il ritiro dell'energia ai sensi della deliberazione n. 280/07, degli utenti del dispacciamento e degli operatori di mercato;
- rivedere in futuro gli obblighi di pubblicazione di dati e informazioni, sentiti i soggetti interessati e tenuto conto degli esiti del processo in atto di armonizzazione della regolazione in materia di trasparenza dei mercati elettrici della Regione del Centro-Sud Europa

DELIBERA

1. di approvare il seguente provvedimento:

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni richiamate e riportate all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, come successivamente modificato ed integrato, e all'articolo 1 del TIT, come successivamente modificato ed integrato, nonché le seguenti:

- **capacità disponibile aggregata oraria alla chiusura del mercato** è la somma delle capacità disponibili alla chiusura del mercato considerato per le unità di produzione qualificate ad offrire nel medesimo mercato con riferimento all'ora e alla zona o macrozona considerate;
- **mercato all'ingrosso dell'energia elettrica** è l'insieme delle negoziazioni di energia elettrica che si svolgono sia nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento, che al di fuori dei predetti mercati organizzati;

- **operatore di mercato** è un soggetto abilitato alla registrazione di acquisti e vendite a termine e dei relativi programmi C.E.T. di immissione e di prelievo e/o alla presentazione di offerte nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento;
- **operatore di mercato estero** è un soggetto estero iscritto nell'elenco degli operatori ammessi al mercato elettrico tenuto da GME o nell'elenco degli operatori ammessi a registrare transazioni sulla Piattaforma Conti Energia;
- **offerta aggregata oraria di energia elettrica alla chiusura del mercato** è la somma delle quantità offerte in vendita alla chiusura del mercato considerato per le unità di produzione qualificate ad offrire nel medesimo mercato con riferimento all'ora e alla zona o macrozona considerate;
- **offerta aggregata oraria di energia elettrica accettata in esito al mercato** è la somma delle quantità accettate in vendita in esito al mercato considerato per le unità di produzione qualificate ad offrire nel medesimo mercato con riferimento all'ora e alla zona o macrozona considerate;
- **offerta aggregata oraria di energia elettrica "a salire" alla chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento** è la somma delle quantità offerte in vendita alla chiusura della fase considerata per le unità di produzione qualificate ad offrire nel mercato per il servizio di dispacciamento con riferimento all'ora e alla zona o macrozona considerate;
- **offerta aggregata oraria di energia elettrica "a scendere" alla chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento** è la somma delle quantità offerte in acquisto alla chiusura della fase considerata per le unità di produzione qualificate ad offrire nel mercato per il servizio di dispacciamento con riferimento all'ora e alla zona o macrozona considerate;
- **offerta aggregata oraria di energia elettrica "a salire" accettata in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento** è la somma delle quantità accettate in vendita in esito alla fase considerata per le unità di produzione qualificate ad offrire nel mercato per il servizio di dispacciamento con riferimento all'ora e alla zona o macrozona considerate;
- **offerta aggregata oraria di energia elettrica "a scendere" accettata in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento** è la somma delle quantità accettate in acquisto in esito alla fase considerata per le unità di produzione qualificate ad offrire nel mercato per il servizio di dispacciamento con riferimento all'ora e alla zona o macrozona considerate;
- **offerta aggregata oraria di energia elettrica "a salire" accettata in esito alla fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento** è la somma delle quantità accettate in vendita in esito alla fase considerata per le unità di produzione qualificate ad offrire nel mercato per il servizio di dispacciamento con riferimento all'ora e alla zona o macrozona considerate;
- **offerta aggregata oraria di energia elettrica "a salire" accettata in esito alla fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento** è la somma delle quantità accettate in acquisto in esito alla fase considerata per le unità di produzione qualificate ad offrire nel mercato per il servizio di dispacciamento con riferimento all'ora e alla zona o macrozona considerate;
- **produttori che si avvalgono del ritiro dedicato** sono i soggetti firmatari delle convenzioni con GSE per il ritiro dell'energia ai sensi della deliberazione n. 280/07;
- **utente del dispacciamento estero** è un soggetto estero che ha sottoscritto un contratto di dispacciamento in immissione o in prelievo con Terna;

-LINE

Articolo 2

Oggetto e finalità

2.1 Il presente provvedimento reca le disposizioni aventi ad oggetto le modalità e i criteri per lo svolgimento da parte di Terna, di GME e di GSE delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico da parte dell'Autorità.

2.2 Il presente provvedimento persegue la finalità di promuovere la concorrenza e di tutelare gli interessi di utenti e consumatori ai sensi della legge n. 481/95 tramite:

a) la previsione di procedure e strumenti di acquisizione, organizzazione, stoccaggio, condivisione, elaborazione e analisi dei dati e delle informazioni volti ad assicurare un efficiente ed efficace esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico;

b) la previsione di obblighi informativi a carico degli operatori di mercato e degli utenti del dispacciamento volti ad assicurare un efficiente ed efficace esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico.

Articolo 3

Principi e criteri generali per lo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio delle funzione di monitoraggio dell'Autorità

3.1 GME svolge le attività di acquisizione, organizzazione, stoccaggio dei dati per il monitoraggio di cui all'*Allegato A*, l'attività di condivisione dei medesimi dati con l'Autorità, nonché le attività di elaborazione e analisi di cui all'Articolo 5, in quanto attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio da parte dell'Autorità.

3.2 Terna svolge le attività di acquisizione, organizzazione, stoccaggio dei dati per il monitoraggio di cui all'*Allegato B*, l'attività di condivisione dei medesimi dati con l'Autorità, nonché le attività di elaborazione e analisi di cui all'Articolo 6, in quanto attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio da parte dell'Autorità.

3.3 GSE svolge le attività di acquisizione, organizzazione, stoccaggio dei dati per il monitoraggio di cui all'*Allegato C* nonché l'attività di condivisione dei medesimi dati con l'Autorità, in quanto attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio da parte dell'Autorità.

3.4 Ai fini di quanto previsto al comma 3.1, GME progetta, realizza, manutiene e sviluppa un apposito *data warehouse* in conformità ai criteri di cui al comma 3.7, dotandolo di uno strumento di *business intelligence* che soddisfi i requisiti di cui al comma 3.8. GME assicura la condivisione con l'Autorità dei dati per il monitoraggio di cui all'Allegato A garantendo alla Direzione Mercati l'accessibilità ai dati contenuti nel *data warehouse* di cui al presente comma tramite connessione Internet sicura. La Direzione Mercati interroga il *data warehouse* tramite lo strumento di *business intelligence* di cui al presente comma. La Direzione Mercati si riserva tuttavia la facoltà di richiedere soluzioni tecniche per l'accesso ai dati diverse ed episodiche ove ritenuto necessario.

3.5 Ai fini di quanto previsto al comma 3.2, Terna progetta, realizza, manutiene e sviluppa un apposito *data warehouse* in conformità ai criteri di cui al comma 3.7, dotandolo di uno strumento di *business intelligence* che soddisfi i requisiti di cui al comma 3.8. Terna assicura la condivisione con l'Autorità dei dati per il monitoraggio di cui all'Allegato B garantendo alla Direzione Mercati dell'Autorità l'accessibilità ai dati contenuti nel *data warehouse* di cui al presente comma tramite connessione Internet sicura. La Direzione Mercati interroga il *data warehouse* tramite lo strumento di *business intelligence* di cui al presente comma.

La Direzione Mercati si riserva tuttavia la facoltà di richiedere soluzioni tecniche per l'accesso ai dati diverse ed episodiche ove ritenuto necessario.

3.6 Ai fini di quanto previsto al comma 3.3, GSE progetta, realizza, manutiene e sviluppa un apposito *data warehouse* in conformità ai criteri di cui al comma 3.7, dotandolo di uno strumento di *business intelligence* che soddisfi i requisiti di cui al comma 3.8. GSE assicura la condivisione con l'Autorità dei dati per il monitoraggio di cui all'Allegato C garantendo alla Direzione Mercati dell'Autorità l'accessibilità ai dati contenuti nel *data warehouse* di cui al presente comma tramite connessione Internet sicura. La Direzione Mercati interroga il *data warehouse* tramite lo strumento di *business intelligence* di cui al presente comma. La Direzione Mercati si riserva tuttavia la facoltà di richiedere soluzioni tecniche per l'accesso ai dati diverse ed episodiche ove ritenuto necessario.

3.7 Ciascuno dei *data warehouse* di cui ai commi 3.4, 3.5 e 3.6 deve essere concepito e gestito rispettivamente da GME, Terna e GSE in maniera tale da:

a) essere esclusivamente adibito allo svolgimento delle attività della Direzione Mercati, del rispettivo ufficio di monitoraggio di cui al comma 3.9, nonché di altri uffici della stessa società che collaborino alle attività istituzionali di quest'ultimo, purché ciò non comprometta le funzionalità del *data warehouse*;
b) limitare al solo personale della Direzione Mercati e del rispettivo ufficio di monitoraggio di cui al comma 3.9 l'accesso ai dati acquisiti dalla stessa società ai sensi della presente delibera;
c) integrare i rispettivi dati per il monitoraggio usando denominazioni, codifiche, unità di misura e formati uniformi concordati fra GME, Terna e GSE tramite un'apposita convenzione, onde consentire alla Direzione Mercati l'analisi incrociata dei dati immagazzinati nei differenti *data warehouse*;
d) conservare *online* i rispettivi dati per il monitoraggio per almeno 5 (cinque) anni di calendario e *off-line* per sempre, a decorrere dalla data di integrazione dei medesimi nel *data warehouse*, onde consentire l'analisi storica dei dati immagazzinati nei differenti *data warehouse*;
e) organizzare i dati per il monitoraggio con le modalità più idonee a soddisfare le esigenze di utilizzo dei medesimi dati identificate negli schemi di cui all'Articolo 10, commi 10.4, 10.5 e 10.6 come positivamente verificati dalla Direzione Mercati;
f) aggiornare i rispettivi dati per il monitoraggio con frequenza settimanale, fatti salvi i dati per cui l'aggiornamento non può che avvenire con una frequenza inferiore a causa dei tempi che la regolazione vigente prevede per l'acquisizione dei medesimi dati dai sistemi sorgenti;
g) ampliare la base dati mediante l'aggiunta di dati elaborati o aggregati, al fine di minimizzare i tempi di calcolo degli indici di mercato di cui al presente provvedimento;
h) essere corredato da adeguata documentazione che illustri:
    i) le caratteristiche tecniche del *data warehouse*;
    ii) il dizionario dati;
    iii) gli algoritmi utilizzati per il calcolo degli indici di mercato di cui al presente provvedimento a partire dai dati di cui agli Allegati A, B o C;
    iv) le politiche di sicurezza.

3.8 Ciascuno degli strumenti di *business intelligence* di cui ai commi 3.4, 3.5 e 3.6 deve:

a) offrire adeguate funzionalità di ricerca, estrazione, aggregazione, analisi e presentazione dei dati e delle informazioni immagazzinate nel *data warehouse* ai fini dell'attività di monitoraggio dell'Autorità;
b) assicurare la condivisione delle query e delle formule create con lo strumento di *business intelligence* e la riproducibilità dei loro risultati ai fini del calcolo degli indici di mercato di cui al presente provvedimento;
c) essere corredato da adeguata documentazione che illustri le funzionalità e le modalità di interfaccia con i dati contenuti nel *data warehouse*.

3.9 GME, Terna e GSE identificano ciascuno un apposito ufficio di monitoraggio destinato allo svolgimento del complesso delle attività rispettivamente elencate ai commi 3.1, 3.2 e 3.3 e, nei limiti delle risorse disponibili, delle eventuali attività istituzionali a queste connesse. L'ufficio di monitoraggio può avvalersi dei servizi comuni e della collaborazione forniti da altri uffici. L'ufficio di monitoraggio è dotato di risorse umane e materiali adeguate al corretto svolgimento del medesimo complesso di attività di cui ai commi 3.1, 3.2 e 3.3 ed è il referente dell'Autorità per l'esercizio della sua funzione di monitoraggio.

Articolo 4
Criteri generali per il computo degli indici di mercato

4.1 Entro 30 giorni dall'entrata in vigore della presente delibera, la Direzione Mercati notifica a GME, Terna e GSE:

a) i criteri per la definizione degli aggregati di zone (di seguito: macrozone), degli aggregati di ore (di seguito: fasce orarie) e degli aggregati di operatori di mercato (di seguito: macrooperatore) o utenti del dispacciamento (di seguito: macroutente del dispacciamento);
b) i criteri per la definizione dei prezzi-limite di cui al comma 5.3, lettere f) e g);
c) i criteri per la definizione delle fasce di prezzo di cui al comma 5.4, lettera a);
d) i criteri per l'attribuzione a zone e macrozone delle coperture di cui al comma 5.4, lettera b);
e) i criteri per la definizione del costo variabile standard per unità di produzione di cui ai commi 5.4, lettere e) ed f), e 6.4, lettera i), nonché l'attribuzione delle competenze a GME e Terna in ordine al calcolo del medesimo costo variabile standard in conformità ai predetti criteri.

4.2 La Direzione Mercati può notificare in qualsiasi momento a GME, Terna e GSE modifiche e integrazioni ai criteri di cui al comma 4.1, specificandone i termini di successiva decorrenza.

Articolo 5
Criteri per la definizione degli indici di mercato per il monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica elaborati da GME

5.1 GME, attenendosi ai criteri di cui al presente articolo:

a) redige e aggiorna almeno con cadenza annuale un documento metodologico che propone gli indici di mercato afferenti al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e ne descrive analiticamente relative modalità di calcolo;

b) redige e trasmette all'Autorità, con cadenza settimanale, un rapporto settimanale sulla struttura e sugli esiti del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica nonché sulla condotta degli operatori di mercato rilevanti attivi nel medesimo mercato; nel redigere tale rapporto, GME è tenuto a segnalare con la massima tempestività qualsiasi dato o situazione anomala di cui sia venuto a conoscenza nell'esercizio del servizio di pubblica utilità di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99;

c) effettua, su istanza del Direttore della Direzione Mercati, analisi ad hoc a supporto delle attività istruttorie condotte dalla Direzione Mercati nel quadro delle istruttorie conoscitive avviate dall'Autorità.

5.2 Gli indici di cui al comma 5.1 devono consentire, con riferimento al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, di monitorare l'evoluzione de:

a) la struttura e gli esiti del mercato, secondo i criteri di cui al comma 5.3;

b) la condotta dei singoli operatori attivi nel mercato, secondo i criteri di cui al comma 5.4.

5.3 Gli indici di cui al comma 5.2, lettera a), devono offrire informazioni relative a:

a) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macrooperatore di mercato, la quota della capacità disponibile aggregata oraria alla chiusura del mercato del giorno prima;

b) per ciascuna zona e macrozona, il grado di concentrazione della capacità disponibile oraria alla chiusura del mercato del giorno prima;

c) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macrooperatore di mercato, la quota dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica alla chiusura dei seguenti mercati:
   i) mercato del giorno prima (la quota è calcolata in base alle offerte di vendita presentate, ivi inclusi i programmi C.E.T di immissione);
   ii) mercato di aggiustamento (la quota è calcolata in base alle offerte di vendita presentate);

d) per ciascuna zona e macrozona, il grado di concentrazione dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica alla chiusura dei seguenti mercati:
   i) mercato del giorno prima (la concentrazione è calcolata in base alle offerte di vendita presentate, ivi inclusi i programmi C.E.T di immissione);
   ii) mercato di aggiustamento (la concentrazione è calcolata in base alle offerte di vendita presentate);

e) per ciascuna zona e macrozona, per ciascun macrooperatore di mercato e per l'insieme delle unità abilitate di tipo termoelettrico del medesimo macrooperatore, il complemento ad uno del rapporto tra l'offerta oraria di energia elettrica e la capacità disponibile oraria alla chiusura del mercato del giorno prima;

f) per ciascuna zona e macrozona, per ciascun macrooperatore di mercato, per l'insieme delle unità abilitate di tipo termoelettrico del medesimo macrooperatore e per ciascun prezzo-limite definito dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1, il complemento ad uno del rapporto tra l'offerta oraria di energia elettrica con prezzo minore o uguale al prezzo-limite e l'offerta oraria di energia elettrica alla chiusura del mercato del giorno prima;

g) per ciascuna zona e macrozona, per ciascun macrooperatore di mercato, per l'insieme delle unità abilitate di tipo termoelettrico del medesimo macrooperatore e per ciascun prezzo-limite definito dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1, il complemento ad uno del rapporto tra l'offerta oraria di energia elettrica con prezzo minore o uguale al prezzo-limite e la capacità disponibile oraria alla chiusura del mercato del giorno prima ;

h) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macrooperatore di mercato, la quota dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica accettata in esito ai seguenti mercati:
   i) mercato del giorno prima (la quota è calcolata in base alle offerte di vendita accettate, ivi inclusi i programmi C.E.T post-MGP di immissione);
   ii) mercato di aggiustamento (la quota è calcolata in base alle offerte di vendita accettate);
i) per ciascuna zona e macrozona, il grado di concentrazione dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica accettata in esito ai seguenti mercati:
   i) mercato del giorno prima (la concentrazione è calcolata in base alle offerte di vendita accettate, ivi inclusi i programmi C.E.T post-MGP di immissione);
   ii) mercato di aggiustamento (la concentrazione è calcolata in base alle offerte di vendita accettate);
j) per ciascuna zona e macrozona, la quota oraria di domanda elastica al prezzo, ossia la quota di domanda di energia elettrica che ha presentato offerte con indicazione di prezzo nel mercato del giorno prima;
k) per ciascun macrooperatore di mercato, il grado di integrazione verticale che tenga conto della durata e della tipologia delle posizioni di portafoglio degli operatori distinte per orizzonti temporali rilevanti nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento;
l) per ciascuna zona e macrozona e per ciascuna fascia oraria, la media (aritmetica e ponderata per le quantità) e la volatilità dei prezzi di vendita e di acquisto dell'energia elettrica in esito ai seguenti mercati:
   i) mercato del giorno prima;
   ii) mercato di aggiustamento;
m) per ciascuna zona e macrozona e per ciascuna fascia oraria, la media e la volatilità della differenza tra i prezzi di vendita dell'energia elettrica in esito al mercato del giorno prima e i prezzi di vendita in esito al mercato di aggiustamento;
n) per ciascuna zona e macrozona e per ciascuna fascia oraria, il grado di correlazione fra i prezzi di vendita dell'energia elettrica in esito al mercato del giorno prima e i prezzi di vendita dell'energia elettrica in esito al mercato di aggiustamento;
o) per ciascuna interconnessione nazionale ed estera e per ciascuna fascia oraria, la frequenza delle congestioni in esito ai seguenti mercati:
   i) mercato del giorno prima;
   ii) mercato di aggiustamento;
p) per ciascuna fascia oraria, la distribuzione di frequenza delle configurazioni e delle zone di mercato risultanti dalla segmentazione del mercato in zone di mercato per effetto delle congestioni di cui alla precedente lettera o) in esito ai seguenti mercati:
   i) mercato del giorno prima;
   ii) mercato di aggiustamento;
q) per ciascuna zona nazionale e per ciascuna fascia oraria, la media e la volatilità dei corrispettivi unitari per l'assegnazione della capacità di trasporto nazionale in esito ai seguenti mercati:
   i) mercato del giorno prima;
   ii) mercato di aggiustamento.

r) per ciascuna interconnessione con l'estero, il valore orario della differenza fra il prezzo di vendita dell'energia elettrica nella pertinente zona estera in esito al "mercato del giorno prima" del paese confinante con l'Italia (ove tale prezzo sia quotato su un mercato regolamentato) e il prezzo di vendita dell'energia elettrica nella pertinente zona nazionale in esito al mercato del giorno prima;

s) per ciascuna interconnessione con l'estero, l'importazione/esportazione netta oraria in esito al mercato del giorno prima;

t) per ciascuna interconnessione con l'estero, la frequenza con cui l'importazione/esportazione netta oraria risulta incoerente con il segno del valore orario della differenza di cui alla precedente lettera r) nonché la frequenza con cui la capacità di trasmissione non risulta pienamente utilizzata in presenza di un valore orario della differenza di cui alla precedente lettera r) non nullo.

5.4 Gli indici di cui al comma 5.2, lettera b) devono offrire informazioni relative a:

a) per ciascuna zona e macrozona, le curve di offerta orarie di energia elettrica del macrooperatore di mercato alla chiusura del mercato del giorno prima (la curva è costruita in base alle offerte di vendita presentate, ivi inclusi i programmi C.E.T di immissione, aggregando le offerte per le fasce di prezzo definite dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1;

b) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macrooperatore di mercato, la copertura oraria come somma algebrica de:

   i) le vendite o gli acquisti a termine conclusi dal macrooperatore di mercato e registrati sui Conti Energia a Termine del medesimo macrooperatore, attribuiti a ciascuna zona e macrozona nazionale secondo i criteri definiti dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1;

   ii) le vendite o gli acquisti di strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica la cui liquidazione abbia luogo mediante pagamento di differenziali in contanti e il cui prezzo di liquidazione sia funzione dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica nel sistema delle offerte, conclusi dal macrooperatore di mercato, anche per il tramite di un intermediario finanziario, attribuiti a ciascuna zona e macrozona nazionale secondo i criteri definiti dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1;

   iii) le vendite o gli acquisti di strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica la cui liquidazione abbia luogo mediante pagamento di differenziali in contanti e il cui prezzo di liquidazione sia funzione dei prezzi di vendita dell'energia elettrica nel sistema delle offerte, conclusi dal macrooperatore di mercato, anche per il tramite di un intermediario finanziario, attribuiti a ciascuna zona e macrozona nazionale secondo i criteri definiti dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1;

   Di ciascuna tipologia di copertura di cui ai punti i), ii) e iii) deve esserne offerta separata evidenza.

c) per ciascuna zona, zona di mercato e macrozona, e ciascuna fascia oraria, la frequenza e la quota dei volumi per cui il macrooperatore di mercato è macrooperatore di mercato marginale in esito al mercato del giorno prima;

d) per ciascuna zona, zona di mercato e macrozona, e per ciascuna ora:

   i) la somma delle offerte di vendita presentate nel mercato del giorno prima, ivi inclusi i programmi C.E.T. di immissione, comprese in un intorno prefissato dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica accettata in esito al mercato del giorno prima nella corrispondente zona o macrozona;

   ii) per ciascun macrooperatore di mercato, la quota delle offerte di vendita di cui al punto i) ;

e) per ciascun macrooperatore di mercato, il rapporto orario tra:
   i) le offerte di vendita che sarebbero risultate accettate in esito al mercato del giorno prima per il medesimo macrooperatore qualora, a parità di altre condizioni, questi avesse presentato per ciascuna unità di produzione rilevante di tipo termoelettrico un prezzo pari al costo variabile standard definito dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1 e
   ii) le offerte di vendita accettate in esito al mercato del giorno prima;

f) per ciascuna zona e macrozona, per ciascuna fascia oraria, per ciascun macrooperatore di mercato e per ciascuna unità di produzione rilevante di tipo termoelettrico la media ponderata per le vendite e la volatilità dello scostamento percentuale tra il prezzo di vendita dell'energia elettrica in esito al mercato del giorno prima nella zona in cui è localizzata l'unità di produzione e il costo variabile standard definito dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1.

5.5 GME elabora gli indici di cui ai commi 5.3 e 5.4 con cadenza settimanale, fatto salvo quanto previsto al comma 3.7, lettera f).

5.6 GME immagazzina i risultati delle elaborazioni di cui al comma 5.5 nel *data warehouse* di cui al comma 3.4 e li condivide con la Direzione Mercati con le medesime modalità previste al predetto comma.

5.7 La Direzione Mercati definisce quali fra gli indici di cui al presente articolo possono essere resi pubblici e con quali modalità.

Articolo 6

Criteri per la definizione degli indici di mercato per il monitoraggio del mercato per il servizio di dispacciamento elaborati da Terna

6.1 Terna, attenendosi ai criteri di cui al presente articolo:

a) redige e aggiorna almeno con cadenza annuale un documento metodologico che propone gli indici di mercato afferenti al mercato per il servizio di dispacciamento e ne descrive analiticamente le relative modalità di calcolo;

b) redige e trasmette all'Autorità, con cadenza settimanale, un rapporto settimanale sulla struttura e sugli esiti del mercato per il servizio di dispacciamento nonché sulla condotta degli utenti del dispacciamento rilevanti attivi nel medesimo mercato; nel redigere tale rapporto, Terna è tenuta a segnalare con la massima tempestività qualsiasi dato o situazione anomala di cui sia venuta a conoscenza nell'esercizio del servizio di pubblica utilità di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99;

c) effettua, su istanza del Direttore della Direzione Mercati, analisi ad hoc a supporto delle attività istruttorie condotte dalla Direzione Mercati nel quadro delle istruttorie conoscitive avviate dall'Autorità.

6.2 Gli indici di cui al comma 6.1 devono consentire, con riferimento al mercato per il servizio di dispacciamento, di monitorare l'evoluzione de:

a) la struttura e gli esiti del mercato, secondo i criteri di cui al comma 6.3;

b) la condotta dei singoli operatori attivi nel mercato, secondo i criteri di cui al comma 6.4.

6.3 Gli indici di cui al comma 6.2, lettera a), devono offrire informazioni relative a:

a) per ciascuna zona e macrozona, per l'insieme delle unità abilitate e per ciascun macroutente del dispacciamento, la quota della capacità disponibile aggregata oraria alla chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento;

b) per ciascuna zona e macrozona e per l'insieme delle unità abilitate, il grado di concentrazione della capacità disponibile aggregata oraria alla chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento;

c) per ciascuna zona e macrozona, per ciascun macroutente del dispacciamento e per ciascuna tipo di unità abilitata, il rapporto tra la capacità disponibile oraria alla chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento e la capacità produttiva oraria disponibile alla chiusura del mercato del giorno prima;

d) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macroutente del dispacciamento la quota dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica "a salire" alla chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento (la quota è calcolata in base alle offerte di vendita presentate);

e) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macroutente del dispacciamento la quota dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica "a scendere" alla chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento (la quota è calcolata in base alle offerte di acquisto presentate);

f) per ciascuna zona e macrozona, il grado di concentrazione dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica "a salire" alla chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento (la concentrazione è calcolata in base alle offerte di vendita presentate);

g) per ciascuna zona e macrozona, il grado di concentrazione dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica "a scendere" alla chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento (la concentrazione è calcolata in base alle offerte di acquisto presentate);

h) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macroutente del dispacciamento, la quota dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica "a salire" accettata in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento (la quota è calcolata in base alle offerte di vendita accettate);

i) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macroutente del dispacciamento, la quota dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica "a scendere" accettata in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento (la quota è calcolata in base alle offerte di acquisto accettate);

j) per ciascuna zona e macrozona, il grado di concentrazione dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica "a salire" accettata in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento (la concentrazione è calcolata in base alle offerte di vendita accettate);

k) per ciascuna zona e macrozona, il grado di concentrazione dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica "a scendere" accettata in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento (la concentrazione è calcolata in base alle offerte di acquisto accettate);

l) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macroutente del dispacciamento la quota del margine di capacità qualificata alla prestazione di regolazione secondaria di potenza attiva come risultante in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento;

m) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macroutente del dispacciamento la quota del margine di capacità qualificata alla prestazione di regolazione terziaria di potenza attiva come risultante in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento;

n) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macroutente del dispacciamento, la quota dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica "a salire" accettata in esito alla fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento (la quota è calcolata in base alle offerte di vendita accettate);

o) per ciascuna zona e macrozona e per ciascun macroutente del dispacciamento, la quota dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica "a scendere" accettata in esito alla fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento (la quota è calcolata in base alle offerte di acquisto accettate);

p) per ciascuna zona e macrozona, il grado di concentrazione dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica "a salire" accettata in esito alla fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento (la concentrazione è calcolata in base alle offerte di vendita accettate);

q) per ciascuna zona e macrozona, il grado di concentrazione dell'offerta aggregata oraria di energia elettrica "a scendere" accettata in esito alla fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento;

r) per ciascuna ora, l'elenco delle unità abilitate la cui selezione nel mercato per il servizio di dispacciamento sia stata effettuata a prescindere dall'ordine di merito, ossia su un sottoinsieme di unità abilitate, per la risoluzione di vincoli di gestione in sicurezza del sistema elettrico; Terna identifica differenti elenchi per:
   i) unità selezionate a salire nella fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento;
   ii) unità selezionate a scendere nella fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento;
   iii) unità selezionate a salire nella fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento;
   iv) unità selezionate a scendere nella fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento;

s) per ciascuna fascia oraria e per ciascuna unità, la frequenza e i volumi medi delle selezioni da sottoinsieme distinguendo fra:
   i) selezioni a salire nella fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento (evidenziando le accensioni);
   ii) selezioni a scendere nella fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento (evidenziando gli spegnimenti);
   iii) selezioni a salire nella fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento;
   iv) selezioni a scendere nella fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento;

t) per ciascuna zona e macrozona e per ciascuna ora, il minimo, il massimo, la media (ponderata per le quantità) e la volatilità dei prezzi delle offerte a scendere e delle offerte a salire provvisoriamente accettate in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento dando separata evidenza al valore relativo alle selezioni appartenenti o meno agli elenchi di cui alla precedente lettera r);

u) la media della volatilità oraria dei prezzi delle offerte a scendere e delle offerte a salire provvisoriamente accettate in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento dando separata evidenza al valore relativo alle selezioni appartenenti o meno agli elenchi di cui alla precedente lettera r);

v) per ciascuna zona e macrozona e per ciascuna ora, il minimo, il massimo, la media (ponderata per le quantità) e la volatilità dei prezzi delle offerte a scendere e delle offerte a salire accettate nonché di quelle a scendere e di quelle a salire revocate in esito alla gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento dando separata evidenza al valore relativo alle selezioni appartenenti o meno agli elenchi di cui alla precedente lettera r);

w) per ciascuna fascia oraria, la media della volatilità oraria dei prezzi delle offerte a scendere e delle offerte a salire accettate o revocate in esito alla gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento dando separata evidenza al valore relativo alle selezioni appartenenti o meno agli elenchi di cui alla precedente lettera n);

x) per ciascuna area, zona e macrozona, per ciascuna ora e per ciascun prodotto a termine approvvigionato mediante procedure concorsuali conformi ai criteri di cui ai commi 60.5 e 60.6 della deliberazione n. 111/06,:
   i) la domanda definita da Terna;
   ii) l'offerta aggregata presentata a Terna dall'insieme degli utenti del dispacciamento entro il termine di chiusura delle procedure concorsuali;
   iii) per ciascun macroutente del dispacciamento, la quota dell'offerta aggregata di cui al precedente punto ii);
   iv) il minimo, il massimo, la media (ponderata per le quantità) e la volatilità dei prezzi delle offerte presentate entro il termine di chiusura delle procedure concorsuali;
   v) l'offerta aggregata accettata da Terna in esito alle procedure concorsuali;
   vi) per ciascun macroutente del dispacciamento, la quota dell'offerta aggregata accettata di cui al precedente punto v);
   vii) il minimo, il massimo, la media (ponderata per le quantità) e la volatilità dei prezzi delle offerte accettate in esito alle procedure concorsuali;
   viii) per ciascun macroutente del dispacciamento e per l'insieme delle unità abilitate di tipo termoelettrico del medesimo macroutente, il rapporto tra la capacità produttiva oraria impegnata in esito alle procedure concorsuali e la capacità disponibile oraria alla chiusura del mercato del giorno prima;
   ix) per ciascun macroutente del dispacciamento e per l'insieme delle unità abilitate di tipo termoelettrico del medesimo macroutente, il rapporto tra la capacità oraria impegnata in esito alle procedure concorsuali e la capacità disponibile oraria alla chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento;

y) per ciascuna interconnessione con l'estero e per ciascuna asta annuale, mensile o giornaliera sui diritti di utilizzo della relativa capacità di trasmissione:
   i) l'offerta di capacità di trasmissione da parte del TSO che bandisce l'asta;
   ii) la domanda di capacità di trasmissione presentata entro il termine di chiusura delle procedure concorsuali;
   iii) la capacità di trasmissione accettata in esito alle procedure concorsuali;

iv) per ciascun partecipante all'asta, la quota della domanda di cui al precedente punto ii);
v) per ciascun partecipante all'asta, la quota della capacità di trasmissione assegnata di cui al precedente punto iii);
vi) il prezzo marginale di aggiudicazione della capacità di trasmissione;
vii) per ciascun utente del dispacciamento, la capacità di trasmissione nominata entro il termine previsto da ciascuna procedura concorsuale.

6.4 Gli indici di cui al comma 6.2, lettera b), devono offrire informazioni relative a:

a) per ciascuna unità abilitata la variazione oraria della potenza massima e/o minima tra la chiusura del mercato del giorno prima e la chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento;
b) per ciascuna unità abilitata la variazione oraria della potenza massima e/o minima tra chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento e la chiusura della fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento;
c) per ciascun macroutente del dispacciamento e ciascun sottotipo di tecnologia, il prezzo medio orario zonale delle offerte a salire presentate alla chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento, dando separata evidenza al valore relativo alle selezioni appartenenti o meno agli elenchi di cui al comma 6.3, lettera r);
d) per ciascun macroutente del dispacciamento e ciascun sottotipo di tecnologia, il prezzo medio orario zonale delle offerte a scendere presentate alla chiusura della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento, dando separata evidenza al valore relativo alle selezioni appartenenti o meno agli elenchi di cui al comma 6.3, la lettera r);
e) per ciascun macroutente del dispacciamento e ciascun sottotipo di tecnologia, il prezzo medio orario zonale delle offerte a salire accettate in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento, dando separata evidenza al valore relativo alle selezioni appartenenti o meno agli elenchi di cui al comma 6.3, lettera r);
f) per ciascun macroutente del dispacciamento e ciascun sottotipo di tecnologia, il prezzo medio orario zonale delle offerte a scendere accettate in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento, dando separata evidenza al valore relativo alle selezioni appartenenti o meno agli elenchi di cui al comma 6.3, la lettera r);
g) per ciascun macroutente del dispacciamento e ciascun sottotipo di tecnologia, il prezzo medio orario zonale delle offerte a salire accettate in esito alla fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento, dando separata evidenza al valore relativo alle selezioni appartenenti o meno agli elenchi di cui al comma 6.3, lettera r);
h) per ciascun macroutente del dispacciamento e ciascun sottotipo di tecnologia, il prezzo medio orario zonale delle offerte a scendere accettate in esito alla fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento, dando separata evidenza al valore relativo alle selezioni appartenenti o meno agli elenchi di cui al comma 6.3, la lettera r);
i) per ciascun macroutente del dispacciamento, il rapporto orario tra:
   i) le offerte di vendita che sarebbero risultate accettate in esito al mercato per il servizio di dispacciamento per il medesimo macroutente qualora, a parità di altre condizioni, questi avesse presentato per una specifica unità di produzione abilitata di tipo termoelettrico un prezzo pari al costo variabile standard definito dalla Direzione Mercati ai sensi del comma 4.1 e

ii) le offerte di vendita accettate in esito al mercato per il servizio di dispacciamento con riferimento alla medesima unità di produzione abilitata di tipo termoelettrico.

6.5 Terna elabora gli indici di cui ai commi 6.3 e 6.4 con cadenza settimanale, fatto salvo quanto previsto al comma 3.7, lettera f).

6.6 Terna immagazzina i risultati delle elaborazioni di cui al comma 6.5 nel *data warehouse* di cui al comma 3.5 e li condivide con la Direzione Mercati con le medesime modalità previste al predetto comma.

6.7 La Direzione Mercati definisce quali fra gli indici di cui al presente articolo possono essere resi pubblici e con quali modalità.

Articolo 7
Dati previsionali

7.1 Entro il 20 ottobre di ciascun anno, Terna elabora e archivia nel *data warehouse* di cui al comma 3.5 i seguenti dati previsionali riferiti all'anno successivo:

a) fabbisogno orario di energia elettrica per zona e macrozona;
b) fabbisogno orario di riserva secondaria e terziaria per zona e macrozona;
c) capacità disponibile oraria per zona e macrozona, per ciascun macroutente del dispacciamento, dell'insieme delle rispettive unità di produzione rilevanti di tipo termoelettrico come risultante in base al piano di annuale di indisponibilità delle unità rilevanti approvato da Terna;
d) produzione oraria di energia elettrica per zona e macrozona, per ciascun macroutente del dispacciamento, dell'insieme delle rispettive unità di produzione, ad eccezione di quelle di cui alla precedente lettera c), distinta per le seguenti classi:
   i) produzione da unità non rilevanti;
   ii) produzione da unità rilevanti CIP6 o 280/07;
   iii) produzione o consumo da unità di pompaggio rilevanti;
   iv) produzione da unità rilevanti di altro tipo di tecnologia;
e) importazione o esportazione netta oraria di energia elettrica, per ciascuna interconnessione con l'estero;
f) limiti orari di transito tra zone e tra macrozone come risultante in base ai piani annuali di indisponibilità delle reti approvati da Terna.

I dati previsionali di cui al presente comma vengono successivamente aggiornati entro il 20 dicembre del medesimo anno.

Articolo 8
Obblighi informativi a carico degli operatori di mercato e degli utenti del dispacciamento

8.1 Ai fini di quanto previsto al comma 4.1, lett. a), ciascun operatore di mercato e ciascun utente del dispacciamento fornisce all'Autorità una relazione avente ad oggetto la ricostruzione dei rapporti di controllo, intercorrenti rispettivamente con uno o più operatori di mercato o utenti del dispacciamento o produttori che si avvalgono del ritiro dedicato, ai sensi degli artt. 25 e 26 del d.lgs. n. 127/91, corredata da un organigramma del gruppo che evidenzi i predetti rapporti e da una copia, in formato elettronico, dell'ultimo bilancio consolidato.

8.2 Ai fini di quanto previsto al comma 4.1, lett. a), ciascun operatore di mercato estero e ciascun utente del dispacciamento estero fornisce all'Autorità una relazione avente ad oggetto la ricostruzione dei rapporti di controllo, intercorrenti rispettivamente con uno o più operatori di mercato o utenti del dispacciamento o produttori che si avvalgono del ritiro dedicato, sulla base degli stessi criteri di cui agli artt. 25 e 26 del d.lgs. n. 127/91, corredata da un organigramma del gruppo che evidenzi i predetti rapporti e da una copia, in formato elettronico, dell'ultimo bilancio consolidato redatto ai sensi della normativa in vigore nello stato di appartenenza.

8.3 Entro 60 giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento, le informazioni e la documentazione di cui ai commi 8.1 e 8.2 devono essere fornite all'Autorità dal legale rappresentante di ciascun operatore di mercato o di ciascun utente del dispacciamento facenti parte del medesimo gruppo con dichiarazione resa ai sensi degli artt. 47 e 76 del d.P.R. n. 445/00 secondo il modulo predisposto dall'Autorità. Ogni successiva variazione dei rapporti di controllo, così come rappresentati ai sensi dei commi 8.1 e 8.2, dovrà essere comunicata con le modalità di cui al presente comma entro 30 giorni dal momento in cui tale variazione si è verificata.

8.4 Entro il giorno 15 (quindici) del mese successivo a quello di negoziazione, gli operatori di mercato dichiarano a GME, con le modalità dallo stesso definite, le vendite e gli acquisti di strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica negoziata nel mercato elettrico conclusi dai medesimi operatori, anche indirettamente tramite qualsiasi tipo di intermediazione.

8.5 Entro il giorno 15 (quindici) del mese successivo a quello di produzione, gli utenti del dispacciamento dichiarano a Terna, con le modalità dalla stessa definite, i consumi di combustibile su base giornaliera per il gas naturale e settimanale per gli altri combustibili, ove non sia già disponibile una rilevazione con maggiore granularità, di ciascuna unità rilevante nella disponibilità del medesimo utente.

8.6 Entro il termine di chiusura del mercato del giorno prima, gli operatori di mercato hanno facoltà di dichiarare a GME, con le modalità dallo stesso definite, le quote della capacità disponibile oraria di ciascuna unità su cui hanno ricevuto delega ad offrire nel mercato del giorno prima dal relativo utente del dispacciamento. In assenza di tale dichiarazione, GME assume valida ai fini del computo degli indici di monitoraggio di cui al presente provvedimento la dichiarazione resa dal medesimo utente del dispacciamento ai sensi dell'articolo 18, comma 18.3, lettera b), della deliberazione n. 111/06.

8.7 Entro il termine di chiusura del mercato del giorno prima, gli utenti del dispacciamento hanno facoltà di dichiarare a Terna, con le modalità dalla stessa definite, la capacità disponibile oraria di ciascuna unità rilevante nella propria responsabilità. In assenza di tale dichiarazione, GME assume valida ai fini del computo degli indici di monitoraggio di cui al presente provvedimento l'ultima dichiarazione di capacità disponibile resa dall'utente del dispacciamento sul Registro delle Unità di Produzione dinamico prima della chiusura del mercato del giorno prima.

Articolo 9
Criteri di remunerazione

9.1 Entro e non oltre il 31 dicembre di ciascun anno, GME, Terna e GSE inviano all'Autorità una documentata relazione tecnica avente ad oggetto i costi sostenuti per lo svolgimento delle attività di cui all'articolo 3, commi 3.1, 3.2 e 3.3.

9.2 Ai fini del riconoscimento dei costi sostenuti per lo svolgimento delle attività di cui all'articolo 3, commi 3.1, 3.2 e 3.3, GME, Terna e GSE hanno l'obbligo di tenere separata evidenza contabile dei medesimi costi tramite una commessa di contabilità analitica.

9.3 L'Autorità quantifica, entro un periodo di 45 (quarantacinque) giorni dal ricevimento della relazione di cui al comma 9.1, l'ammontare dei costi riconosciuti per le attività di cui all'Articolo 3, commi 3.1, 3.2 e 3.3. I costi riconosciuti sono quantificati dall'Autorità in coerenza con le metodologie già in uso per il riconoscimento dei costi relativi alle infrastrutture soggette a regolazione.

9.4 La Direzione Mercati, in esito ai collaudi di cui all'Articolo 10, comma 10.8, definisce i livelli base per le prestazioni dei *data warehouse* e degli strumenti di *business intelligence*. L'Autorità, con successivo provvedimento, definisce un meccanismo di remunerazione incentivante volto ad assicurare il progressivo miglioramento delle predette prestazioni.

Articolo 10
Disposizioni transitorie e finali

10.1 E' previsto un periodo di prova della durata di 60 (sessanta) giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento, finalizzato a testare le funzionalità dei *data warehouse* e degli strumenti di *business intelligence* già in uso presso GME, Terna e GSE all'entrata in vigore del presente provvedimento.

10.2 Nelle more della messa in opera dei *data warehouse* e degli strumenti di *business intelligence* di cui ai commi 3.4, 3.5 e 3.6 nonché ai fini di quanto previsto al comma 10.1, GME, Terna e GSE assicurano alla Direzione Mercati l'accesso tramite connessione Internet sicura ai *data warehouse* e agli strumenti di *business intelligence* di cui al comma 10.1 a decorrere dall'entrata in vigore del presente provvedimento. GME, Terna e GSE forniscono, inoltre, il supporto tecnico utile a circostanziare le esigenze conoscitive sottostanti agli Allegati A, B e C, all'Articolo 5 e all'Articolo 6 nonché ad identificare le soluzioni tecniche più efficienti ed efficaci agli adempimenti di cui all'Articolo 3.

10.3 Entro 60 (sessanta) giorni dall'inizio del periodo di prova di cui al comma 10.1, GME, Terna e GSE trasmettono alla Direzione Mercati lo schema della convenzione di cui all'Articolo 3, comma 3.7, lettera c), corredato da una relazione tecnica. La medesima Direzione, entro 15 (quindici) giorni dal ricevimento dello schema, ne verifica la conformità ai criteri di cui al presente provvedimento, potendo chiederne modifiche ed integrazioni. Decorso inutilmente tale termine, lo schema si intende positivamente verificato e deve essere tempestivamente sottoscritto da Terna, GME e GSE.

COPIA

10.4 Ai fini degli adempimenti di cui al comma 3.4 e al comma 5.1, entro 90 (novanta) giorni dall'inizio del periodo di prova di cui al comma 10.1, GME trasmette alla Direzione Mercati:

a) uno schema di progetto del *data warehouse* di cui al comma 3.4 e uno schema descrittivo delle funzionalità e delle modalità di interfaccia coi dati archiviati nel medesimo *data warehouse* mediante lo strumento di *business intelligence* di cui al medesimo comma, corredati di una relazione tecnica che ne comprovi tempi e costi di messa in opera;
b) uno schema del documento metodologico di cui al comma 5.1, lettera a);
c) uno schema del rapporto settimanale di cui al comma 5.1, lettera b).

La medesima Direzione, entro 30 giorni dal ricevimento degli schemi di cui al presente comma, ne verifica la conformità ai criteri di cui al presente provvedimento, potendo chiederne modifiche ed integrazioni. Decorso inutilmente tale termine, gli schemi si intendono positivamente verificati.

10.5 Ai fini degli adempimenti di cui al comma 3.5 e al comma 6.1, entro 90 (novanta) giorni dall'inizio del periodo di prova di cui al comma 10.1, Terna trasmette alla Direzione Mercati:

a) uno schema di progetto del *data warehouse* di cui al comma 3.5 e uno schema illustrativo delle funzionalità e delle modalità di interfaccia coi dati archiviati nel medesimo *data warehouse* mediante lo strumento di *business intelligence* di cui al medesimo comma, corredati di una relazione tecnica che ne comprovi tempi e costi di messa in opera;
b) uno schema del documento metodologico di cui al comma 6.1, lettera a);
c) uno schema del rapporto settimanale di cui al comma 6.1, lettera b).

La medesima Direzione, entro 30 giorni dal ricevimento degli schemi di cui al presente comma, ne verifica la conformità ai criteri di cui al presente provvedimento, potendo chiederne modifiche ed integrazioni. Decorso inutilmente tale termine, gli schemi si intendono positivamente verificati.

10.6 Ai fini degli adempimenti di cui al comma 3.6, entro 90 (novanta) giorni dall'inizio del periodo di prova di cui al comma 10.1, GSE trasmette alla Direzione Mercati uno schema di progetto del *data warehouse* di cui al comma 3.6 e uno schema illustrativo delle funzionalità e delle modalità di interfaccia coi dati archiviati nel medesimo *data warehouse* mediante lo strumento di *business intelligence* di cui al medesimo comma, corredati di una relazione tecnica che ne comprovi tempi e costi di messa in opera. La medesima Direzione, entro 30 giorni dal ricevimento dello schema di cui al presente comma, ne verifica la conformità ai criteri di cui al presente provvedimento, potendo chiederne modifiche ed integrazioni. Decorso inutilmente tale termine, lo schema si intende positivamente verificato.

10.7 Ciascuno dei *data warehouse* di cui ai commi 3.4, 3.5 e 3.6 deve essere realizzato entro l'1 gennaio 2009.

10.8 Per ciascuno dei *data warehouse* di cui ai commi 3.4, 3.5 e 3.6 è previsto un periodo di collaudo di 90 (novanta) giorni, da condursi con la Direzione Mercati, che decorre dalla data di realizzazione del medesimo.

10.9 In ogni caso, GME, Terna e GSE devono assicurare l'acquisizione dei dati per il monitoraggio di cui agli Allegati A, B e C al presente provvedimento a decorrere dall'1 gennaio 2009, pena l'eventuale attivazione da parte dell'Autorità di meccanismi di reazione amministrativa.

2. di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati per la predisposizione di una proposta di meccanismo di remunerazione incentivante delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio dell'Autorità;
3. di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati per la predisposizione di una proposta di costituzione di anagrafiche comuni fra i soggetti istituzionali per l'identificazione univoca degli impianti di produzione, dei soggetti firmatari delle convenzioni con GSE per il ritiro dell'energia ai sensi della deliberazione n. 280/07, degli utenti del dispacciamento e degli operatori di mercato;
4. di abrogare la deliberazione n. 50/05 a far data dall'invio del primo rapporto settimanale di cui al presente provvedimento;
5. di pubblicare sulla Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore il giorno della sua pubblicazione.

Milano, 5 agosto 2008

Il presidente: Ortis

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE

-LINE

Allegato A

Il presente Allegato A descrive gli elenchi di dati per il monitoraggio che GME è tenuto ad acquisire ed archiviare nel data warehouse di cui al comma 3.4 della presente delibera e a condividerli con l'Autorità garantendo alla Direzione Mercati l'accesso diretto al data warehouse di cui al medesimo comma tramite connessione Internet sicura.
Ogni dimensione o fatto riporta la "competenza" intesa come soggetto cui compete la gestione del dato e l' "accesso" inteso come soggetti che hanno diritto ad accedere al medesimo dato.

Zone

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Definisce la dimensione geografica, ovvero le zone, il cui nome viene attribuito dal Codice di Rete di TERNA (di seguito: Codice di Rete), le macrozone, che rappresentano dei raggruppamenti di zone, e le configurazioni che consentono di definire molteplici raggruppamenti di zone in macrozone secondo differenti scopi. Le configurazioni possono essere definite con riferimenti a orizzonti temporali e a mercati/prodotti differenti.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico della zona.
nome_zona: nome identificativo della zona attribuito dal Codice di Rete.
tipo_zona: tipologia di zona definita dal Codice di Rete; può assumere i seguenti valori: "zona geografica", "zona virtuale" e "polo di produzione limitata".
nome_macrozona: nome identificativo della macrozona. L'elenco delle macrozone è definito dalla Direzione Mercati.
nome_configurazione: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_zona e nome_macrozona. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad orizzonti temporali e scopi differenti. L'elenco delle configurazioni è definito dalla Direzione Mercati.
numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione "numeroora" della dimensione "Tempo".

Tempo

Competenza: GME
Accesso: GME, TERNA e GSE

Definisce la dimensione temporale. L'intervallo minimo di tempo (o granularità) viene fissato pari ad 1 ora. L'uso dell'attributo "numeroora" per associare dimensioni e fatti è puramente indicativo. L'implementazione potrà tenere conto delle scelte in uso dai sistemi attualmente operativi e comunque di quanto convenuto con la convenzione di cui all'articolo 3, comma 3.7, lettera c) della presente deliberazione.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: numero intero che identifica univocamente l'ora considerata. E' definito come il numero di ore trascorse dalla prima ora del 1 gennaio 2000 (che assume pertanto il numero 0).

numerogiorno: numero intero che identifica univocamente il giorno considerato. E' definito come il numero di giorni trascorsi dal 1 gennaio 2000 (che assume pertanto il numero 0).
numeromese: numero intero che identifica univocamente il mese considerato. E' definito come il numero di mesi trascorse da gennaio 2000 (che assume pertanto il numero 0).
codicedata: codice alfanumerico nella forma "yyyymmdd" che identifica il giorno considerato.
anno: numero dell'anno.
mese_dell_anno: numero del mese. Gennaio è rappresentato dal numero 1, febbraio dal 2, ecc.
settimana_dell_anno: numero della settimana riferito all'anno solare. La prima settimana dell'anno è definita come la settimana che contiene il primo giorno di giovedì dell'anno.
giorno_dell_anno: numero del giorno riferito all'anno solare. Il primo gennaio sarà il numero 1, ecc.
giorno_del_mese: numero del giorno riferito al mese a cui fa riferimento. Il primo giorno del mese sarà il numero 1, ecc.
giorno_della_settimana: numero del giorno settimanale. 1: lunedì, 2: martedì, ecc.
ora_del_giorno: numero dell'ora in riferimento al giorno. La prima ora sarà definita dal numero 1, ecc.
festivo: flag (campo booleano) che specifica se l'ora appartiene ad una domenica o ad un giorno festivo secondo quanto stabilito dalla legislazione vigente.
prefestivo: flag che specifica se l'ora appartiene ad un giorno che precede un giorno festivo.
postfestivo: flag che specifica se l'ora appartiene ad un giorno che segue un giorno festivo.

Fasce

Competenza: GME
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che permette di contrassegnare aggregati di ore secondo categorie omogenee ai fini delle analisi di differenti mercati o prodotti.
Prevede gli attributi seguenti:
nome_configurazione: nome identificativo dell'articolazione in fasce valida con riferimento ad un certo orizzonte temporale e ad un certo mercato o prodotto. L'elenco delle articolazioni in fasce è definito dalla Direzione Mercati.
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
nome_fascia: nome identificativo della fascia a cui l'ora appartiene.

Operatori di mercato

Competenza: GME
Accesso: GME e TERNA

Dimensione che raccoglie le informazioni relative agli operatori di mercato (di seguito: OM). Permette di costruire dei "gruppi" che aggregano OM fra cui sussistono rapporti di controllo ai sensi dell'articolo 4 del presente provvedimento.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'operatore.
nome_operatore: nome identificativo dell'operatore.
ragione_sociale: ragione sociale dell'operatore.

p_iva: partita IVA dell'operatore.
nome_gruppo: nome identificativo del gruppo a cui l'operatore appartiene.
nome_configurazione: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_operatore e nome_gruppo. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad orizzonti temporali e scopi differenti. L'elenco delle configurazioni è definito dalla Direzione Mercati.
numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".

Transiti interzonali

Competenza: TERNA e GME
Accesso: TERNA e GME

Fatti relativi ai limiti di transito dell'energia e ai flussi programmati da una zona ad un'altra zona.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
mercato: codice che identifica il mercato cui la capacità e il flusso di transito si riferiscono. Può assumere uno dei valori seguenti: "MGP", "MA".
da: zona convenzionalmente indicata come zona di provenienza del flusso; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Zone".
a: zona convenzionalmente indicata come zona di arrivo del flusso; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Zone".
limite_max: valore numerico del limite massimo di transito dalla zona "da" alla zona "a" espresso in MW. Il limite nel verso indicato ha segno convenzionale positivo salvo i casi in cui il flusso sia forzato nel verso opposto.
limite_min: valore numerico del limite minimo di transito dalla zona "da" alla zona "a" espresso in MW. Il limite nel verso indicato ha segno convenzionale negativo e corrisponde al limite massimo nel verso opposto.
flusso: valore numerico del transito dalla zona "da" alla zona "a" espresso in MWh. Il flusso nel verso indicato ha segno positivo, nel verso opposto ha segno negativo.

Utenti del dispacciamento

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che raccoglie le informazioni relative agli utenti del dispacciamento (di seguito: Udd). Permette di costruire dei "gruppi" che aggregano Udd fra cui sussistono rapporti di controllo ai sensi dell'articolo 4 del presente provvedimento.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'utente del dispacciamento.
nome_utente: nome identificativo dell'utente.
ragione_sociale: ragione sociale dell'utente.
p_iva: partita IVA dell'operatore.
gruppo_udd: nome che definisce il gruppo a cui l'utente appartiene.
configurazione_udd: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_utente e gruppo_udd. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad orizzonti temporali o a scopi differenti.

numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".

Operatore_di_unita

Competenza: GME
Accesso: GME e TERNA

Fatti attinenti alle deleghe concesse dall'Udd agli OM con riferimento ad una unità per la registrazione di acquisti e vendite sulla Piattaforma Conti Energia (di seguito: PCE) o sui mercati dell'energia elettrica (di seguito: IPEX).
Prevede gli attributi seguenti:
id_operatore: identificativo dell'OM; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Operatori di mercato".
id_unita: identificativo della unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità".
numeroora_da: ora di inizio di validità delle attribuzioni di delega; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di inizio di fine delle attribuzioni di delega; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
delega_pce: valore numerico compreso tra 0 e 1 che specifica la quota dell'OM sulla capacità dell'unità considerata secondo la delega di cui all'articolo 18 della deliberazione n. 111/06.
delega_ipex: valore numerico compreso tra 0 e 1 che specifica la quota dell'OM sulla capacità dell'unità considerata secondo la dichiarazione dell'OM.

Proprietario

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che raccoglie le informazioni relative ai proprietari degli impianti o delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico del proprietario.
nome_proprietario: nome identificativo del proprietario.
ragione_sociale: ragione sociale del proprietario.
p_iva: partita IVA del proprietario.
gruppo_proprietario: nome che definisce il gruppo a cui il proprietario appartiene.
configurazione_proprietario: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_proprietario e gruppo_proprietario. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad intervalli temporali o a scopi differenti.
numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".

COPIA

Impianto

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che descrive le caratteristiche dell'impianto di produzione connesso alla rete con obbligo di connessione di terzi. L'impianto è definito come l'insieme dei gruppi generatori (o gruppo di generazione), le relative apparecchiature, l'edificio o gli edifici relativi a questo complesso così come i trasformatori principali e i trasformatori ausiliari. L'impianto non comprende la stazione elettrica di collegamento con la rete

- Gli impianti termoelettrici convenzionali comprendono anche i generatori di vapore, i serbatoi del combustibile e gli impianti di trattamento e, quando ricorra, le opere di presa e scarico dell'acqua di raffreddamento e le torri di raffreddamento. Un impianto termoelettrico può essere costituito da una o più sezioni termoelettriche dove per sezione termoelettrica si intende un sistema coordinato di conversione dell'energia termica dei combustibili in energia elettrica, costituito da uno o più generatori di vapore, da motori primi termoelettrici, da uno o più gruppi generatori e trasformatori principali, dal ciclo rigenerativo e da altri circuiti e servizi ausiliari.
- Gli impianti idroelettrici comprendono anche le opere di presa e di adduzione dell'acqua e le opere di scarico.
- Gli impianti eolici comprendono, di norma, tutti gli aerogeneratori connessi ad una stessa stazione elettrica di collegamento con la rete. Ci possono essere casi in cui a valle di un unico punto di connessione con la rete elettrica ci siano più impianti. A tal fine affinché si possano suddividere gli aerogeneratori in più impianti è necessario che ciascun impianto abbia il suo dispositivo generale così da permettere una gestione dei vari impianti in modo indipendente.
- Gli impianti non termoelettrici che utilizzano altre fonti di energia rinnovabile comprendono anche le opere destinate a convogliare l'energia nell'impianto.

Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'impianto.
id_proprietario: nome o ragione sociale del soggetto che ha la proprietà o la disponibilità dell'impianto; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Proprietario".
id_unita: identificativo dell'unità virtuale a cui l'impianto appartiene; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità". Questo identificativo è utilizzato solo da impianti non rilevanti e da impianti rilevanti di tipo idroelettrico raggruppati in un'unica asta idroelettrica.
nome_impianto: nome dell'impianto.
descrizione: descrizione dell'impianto.
comune: individua il Comune in cui sorge l'impianto.
codice istat_comune: codice a sei cifre del comune assegnato da ISTAT.
provincia: individua la Provincia in cui sorge l'impianto.
regione: individua la Regione in cui sorge l'impianto.
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per l'impianto considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per l'impianto considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numero_sezioni_termoelettriche: numero delle singole sezioni termoelettriche di generazione che costituiscono l'impianto (attributo ricavato).
numero_gruppi_generazione: numero dei singoli gruppi di generazione che costituiscono l'impianto (attributo ricavato).

policombustibile: flag che specifica se l'impianto è in grado di utilizzare più di un tipo di combustibile. Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più gruppi di generazione policombustibili o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare un tipo di combustibile diverso da quello utilizzato dagli altri gruppi (attributo ricavato).
cocombustione: flag che specifica se almeno un gruppo di generazione dell'impianto è in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di diversi combustibili. Gli impianti di cocombustione sono un sottotipo di impianti policombustibile (attributo ricavato).
ibrido: flag che specifica se l'impianto è in grado di produrre energia elettrica utilizzando sia fonti rinnovabili, sia fonti non rinnovabili. Sono inclusi gli impianti di cocombustione, vale a dire gli impianti che sono in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili. Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più gruppi di generazione ibridi o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare fonti rinnovabili/non rinnovabili a fronte dell'utilizzo da parte degli altri gruppi di fonti non rinnovabili/rinnovabili. Gli impianti ibridi sono un sottotipo di impianti policombustibile (attributo ricavato).
IAFR: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione qualificato IAFR (attributo ricavato).
280_07: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione che usufruisce del ritiro dedicato ai sensi della deliberazione n. 280/07 (attributo ricavato).
cip_6_92: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione in regime CIP 6/92 (attributo ricavato).
108_97: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione che cede energia ai sensi della deliberazione n. 108/97 (attributo ricavato).
impianto_cogenerativo: flag che specifica se l'impianto presenta una o più sezioni cogenerative che, però, non rispettano i requisiti di cogenerazione ai sensi della deliberazione n. 42/02 (attributo ricavato).
impianto_cogenerativo_alto_rendimento[1]: flag che specifica se l'impianto presenta una o più sezioni che rispettano i requisiti di cogenerazione ai sensi della deliberazione n. 42/02 (attributo ricavato).

Unita

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GME

Dimensione che descrive le unità iscritte nel Registro Unità di Produzione (RUP) e nel Registro Unità di Consumo (RUC).
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'unità.
rilevante: flag che individua se l'unità è rilevante.
virtuale: flag che individua se l'unità è virtuale, ovvero è composta da una o più impianti. Se l'unità non è virtuale allora è da intendersi unità fisica.
id_impianto: identificativo dell'impianto a cui l'unità fisica appartiene; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Impianto". Per le unità virtuali questo attributo sarà vuoto.

[1] Nel caso di impianti di potenza nominale inferiore a 10 MVA ai sensi della deliberazione n. 42/02 la qualifica di cogenerazione ad alto rendimento viene rilasciata all'intero impianto e non alla singola sezione.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

id_udd: identificativo dell'utente del dispacciamento dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "utenti del dispacciamento".
id_proprietario: identificativo del proprietario dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Proprietario".
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per l'unità considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per l'unità considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
id_zona: identificativo della zona dove l'unità è collocata; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "zone".
id_area: identificativo dell'area dove l'unità è eventualmente collocata; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "area".
produzione: flag che specifica se quella considerata è un'unità di produzione.
consumo: flag che specifica se quella considerata è un'unità di consumo.
nome_unita: nome identificativo dell'unità.
rinnovabile: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo rinnovabile.
id_tipo_tecnologia: identificativo del tipo di tecnologia dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Tipo_tecnologia".
id_sottotipo_tecnologia: identificativo del sottotipo di tecnologia dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione " Sottotipo_tecnologia ".
programmabile: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo programmabile.
cogenerativa: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo cogenerativo, cioè è un'unità di produzione che produce sia energia elettrica che calore.
cogenerativa_alto_rendimento: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo cogenerativo ad alto rendimento, cioè oltre ad essere cogenerativa soddisfa i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02 e pertanto rientra nella priorità di dispacciamento di cui ai commi 30.7 e 31.7, lettera d), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06[2].
CIP6: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata per CIP6.
280_07: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata a 280_07.
essenziale_alla_sicurezza: flag che specifica se l'unità considerata è essenziale alla sicurezza.
qualificata_mgp: flag che specifica se l'unità considerata è qualificata al mercato del giorno prima.
qualificata_ma: flag che specifica se l'unità considerata è qualificata al mercato di aggiustamento.
qualificata_msd: flag che specifica se l'unità considerata è qualificata al mercato per il servizio di dispacciamento.
merit_order: valore intero che specifica l'ordine di merito dell'unità ai fini dell'assegnazione delle priorità fra offerte a parità di prezzo.
abilitazione_a_riserva_secondaria: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata alla riserva secondaria.
abilitazione_a_riserva_terziaria: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata alla riserva terziaria.
abilitazione_a_bilanciamento: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata al bilanciamento.
abilitazione_a_risoluzione_congestioni: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata alla risoluzione delle congestioni.

[2] La qualifica di cogenerazione ad alto rendimento viene rilasciata dal GSE.

Tipo_tecnologia

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che descrive i tipi di tecnologia degli impianti, delle sezioni e delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: codice numerico o alfanumerico identificativo del tipo di tecnologia.
nome_tecnologia: nome identificativo del tipo di tecnologia.
descrizione: descrizione del tipo di tecnologia.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "nome_tecnologia" seguenti:

- "termoelettrico";
- "turboespansore";
- "celle a combustibile";
- "idroelettrico";
- "pompaggio";
- "eolico";
- "solare";
- "geotermoelettrico";
- "moto ondoso";
- "scambio con l'estero";
- altro (specificare).

Sottotipo_tecnologia

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che descrive i sottotipi di tecnologia delle sezioni e delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: codice numerico o alfanumerico identificativo del sottotipo di tecnologia.
id_tecnologia: codice numerico identificativo del tipo di tecnologia a cui il sottotipo tecnologia appartiene; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
nome_sottotecnologia: nome identificativo del sottotipo di tecnologia.
descrizione: descrizione del sottotipo di tecnologia.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "nome_sottotecnologia" seguenti:

- termico tradizionale con turbina a vapore a condensazione;
- termico tradizionale con turbina a vapore in contropressione;
- termico tradizionale con turbina a vapore con condensazione e spillamenti;
- termico turbogas;
- termico con motori a combustione interna;
- termico con microturbine;
- termico tradizionale ripotenziato;
- termico ciclo combinato con turbogas e turbina a vapore "*single shaft*";
- termico ciclo combinato con turbogas e turbina a vapore "*multi shaft*";
- termico ciclo combinato con motore a combustione interna e turbina a vapore;
- celle a combustibile singole;
- celle a combustibile in ciclo combinato;
- idro fluente;
- idro bacino;
- idro serbatoio;
- asta idroelettrica;
- pompaggio puro a bacino;

- pompaggio misto a bacino;
- pompaggio misto a serbatoio;
- pompaggio puro a serbatoio;
- asta idroelettrica pompaggio;
- eolico on – shore;
- eolico off – shore;
- solare fotovoltaico;
- solare termodinamico;
- geotermico con turbina a vapore endogeno semplice (con utilizzo diretto del vapore endogeno);
- geotermico con turbina a vapore endogeno vapore endogeno con flash o doppio flash
- geotermico con turbina a vapore in ciclo binario;
- moto ondoso e maremotrice on-shore;
- moto ondoso e maremotrice off-shore;
- altro (specificare).

Capacita disponibile

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GME

Fatti relativi alla capacità disponibile delle unità alla chiusura del mercato del giorno prima.
Prevede gli attributi seguenti:
id_unita: identificativo dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità".
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
mercato: identificativo del mercato cui l'offerta si riferisce. Può assumere il seguente valore: "MGP";
potenza_max: valore numerico della potenza massima erogabile dall'unità nell'ora specificata (espressa in MW) come risultante dalla dichiarazione dell'Udd sul Registro delle Unità di Produzione alla chiusura del mercato considerato.
potenza_min: valore numerico della potenza minima erogabile dall'unità nell'ora specificata (espressa in MW) come risultante dalla dichiarazione dell'Udd sul Registro delle Unità di Produzione alla chiusura del mercato considerato.
indisponibilita: flag che specifica se l'unità considerata è indisponibile nell'ora specificata come risultante dalla dichiarazione dell'Udd sul Registro delle Unità di Produzione alla chiusura del mercato considerato.
cod_motivazione: codice che, nel caso in cui il flag "indisponibilita" sia posto a 1, specifica il motivo per cui l'unità è indisponibile; fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Motivazione".

Motivazione

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GME

Dimensione che codifica le motivazioni delle variazioni dei dati tecnici e delle indisponibilità delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
codice: codice numerico o alfanumerico della motivazione.
motivazione: descrizione della motivazione.

La dimensione dovrà contenere gli attributi di "motivazione" seguenti:

- sicurezza idro-geologica, limitatamente ad unità di produzione di tipo idroelettrico;
- servitù idro-geologiche, limitatamente ad unità di produzione di tipo idroelettrico;
- manutenzione programmata;
- coda di manutenzione;
- avaria;
- vincoli di produzione causati da indisponibilità di rete;
- vincoli ambientali, limitatamente ad unità di produzione di tipo termoelettrico, quali:
  - alta temperatura allo scarico;
  - alta temperatura aria ambiente;
  - inquinamento;
- sciopero;
- vincoli tecnologici dell'unità di produzione (specificare).
- avviamento, limitatamente ad unità di produzione di tipo termoelettrico e alla fase di gestione in tempo reale di MSD, ai fini dell'esenzione dell'unità dal servizio di bilanciamento e di riserva secondaria in tempo reale durante l'avviamento;
- spegnimento, limitatamente ad unità di produzione di tipo termoelettrico e alla fase di gestione in tempo reale del Mercato per il servizio di dispacciamento, ai fini dell'esenzione dell'unità dal servizio di bilanciamento e di riserva secondaria in tempo reale durante lo spegnimento;
- prove richieste o comunque concordate con Terna;
- periodo di rientro in servizio;

Combustibili

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GME

Dimensione che descrive le varie tipologie di combustibile utilizzato dalle unità di produzione.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico del combustibile.
nome: nome descrittivo del combustibile.
pci: valore numerico del potere calorico inferiore (espresso in MWh/unita_di_combustibile).
emissioni_co2: valore numerico della quantità di CO_2 prodotta (espresso in tCO2/MWh di combustibile).
unita_di_combustibile: unità di misura del combustibile.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "nome" seguenti:

- Carbone;
- Lignite;
- RSU/RSAU biodegradabili;
- RSU/RSAU non biodegradabili;
- CDR parte non biodegradabile
- CDR parte biodegradabile
- Altri rifiuti biodegradabili
- Altri rifiuti non biodegradabili;
- Colture e residui agricoli;
- Colture e residui forestali;

- Altre biomasse solide da specificare;
- Ceneri da olio;
- Catrame;
- Coke di petrolio;
- Coke di carbone
- Petrolio grezzo;
- Nafta
- Olio combustibile BTZ;
- Olio combustibile STZ;
- Olio combustibile ATZ o MTZ;
- Orimulsion;
- Gasolio;
- Benzina;
- Bioetanolo;
- Biometanolo;
- Biodiesel;
- Olio vegetale da specificare;
- Distillati leggeri;
- Gas naturale;
- Gas naturale da giacimenti minori isolati;
- Gas residui di processi chimici;
- Gas da acciaieria a ossigeno;
- Gas da estrazione;
- Gas d'altoforno;
- Gas di cokeria;
- Gas di Petrolio liquefatto;
- Gas di raffineria;
- Gas di sintesi da processi di gassificazione;
- Tar di raffineria
- Propano;
- Idrogeno;
- Biogas da colture e rifiuti agroindustriali e agroforestali;
- Biogas da deiezioni animali;
- Biogas da fanghi;
- Biogas da rifiuti solidi urbani;
- Vapore endogeno;
- Altre fonti di calore;
- Altri combustibili (specificare)

Costo combustibile

Competenza: GME
Accesso:GME

Fatti relativi ai costi dei combustibili. Hanno granularità di un giorno.
Prevede gli attributi seguenti:
id_combustibile: identificativo numerico o alfanumerico del combustibile; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Combustibili".
numerogiorno: identificativo del giorno considerato; fa riferimento all'attributo "numerogiorno" della dimensione "Tempo".
prodotto: identificativo del prodotto a cui il prezzo_combustibile fa riferimento.
prezzo_combustibile: valore numerico del prezzo del combustibile per unita_di_combustibile (€/unita_di_combustibile)

Costo_CO2

Competenza: GME
Accesso:GME
Fatti relativi ai costi dei combustibili. Hanno granularità di un giorno.
Prevede gli attributi seguenti:
codice_borsa: identificativo della borsa estera; fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Borsa_estera".
prodotto: identificativo del prodotto a cui il prezzo CO2 fa riferimento.
numerogiorno: identificativo del giorno considerato; fa riferimento all'attributo "numerogiorno" della dimensione "Tempo".
prezzo_CO2: valore numerico del prezzo della CO2 (€/tonnellata)

Borsa_estera

Competenza: GME
Accesso:GME
Dimensione che elenca le borse estere.
Prevede gli attributi seguenti:
codice: identificativo alfanumerico (sigla) della borsa estera.
descrizione: descrizione. della borsa considerata.

Offerte nei mercati dell'energia elettrica

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi ai mercati dell'energia elettrica come risultanti dalle disposizioni della deliberazione n. 111/06, del Codice di Rete e del Testo Integrato del Mercato Elettrico.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
codice_offerta: codice numerico o alfanumerico che identifica univocamente l'offerta presentata con riferimento ad un certo mercato, ad una certa unità e ad una certa ora;
scopo: descrive lo scopo per cui è stata presentata l'offerta. Può assumere i seguenti valori: "acquisto"; "vendita".
stato: descrive lo stato dell'offerta in esito al mercato. Può assumere i seguenti valori: "accettata"; "rigettata".
programma_CET: flag che specifica se l'offerta è un programma di immissione o prelievo in esecuzione di una vendita o un acquisto netto a termine risultante dal Conto Energia a Termine intestato all'operatore di mercato che presenta l'offerta.
bilanciata: flag che specifica se l'offerta è associata ad un'altra offerta di scopo opposto e di eguale quantità presentata dal medesimo operatore di mercato;
mercato: identificativo del mercato cui l'offerta si riferisce. Può assumere i seguenti valori:

- "MGP";
- "MA";

id_operatore: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Operatori di mercato";
id_unita: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità";
energia_offerta: valore numerico della quantità di energia (MWh) indicata nell'offerta;

pzo_energia_offerto: valore numerico de:

- il prezzo minimo (€/MWh) cui l'operatore è disponibile a vendere l'energia_offerta, quando il valore del campo scopo è "vendita";

- il prezzo massimo (€/MWh) cui l'operatore è disponibile ad acquistare l'energia_offerta, quando il valore del campo scopo è "acquisto";

energia_accettata: valore numerico della quantità di energia (MWh) accettata in esito al mercato cui l'offerta è riferita;

pzo_energia_accettato: valore numerico de:

- il prezzo (€/MWh) che l'operatore ha il diritto di riscuotere per la cessione dell'energia_accettata in esito al mercato cui l'offerta è riferita, quando il valore del campo scopo è "vendita";
- il prezzo (€/MWh) che l'operatore ha il dovere di pagare per l'acquisto dell'energia_accettata in esito al mercato cui l'offerta è riferita, quando il valore del campo scopo è "acquisto";

ordine_di_merito: è un campo numerico che identifica il grado di priorità dell'offerta rispetto alle altre a parità di prezzo.

Esiti dei mercati dell'energia elettrica

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi agli esiti dei mercati dell'energia elettrica.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
mercato: identificativo del mercato cui l'offerta si riferisce. Può assumere i seguenti valori: **"MGP"; "MA";**
id_zona: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Zone";
previsione_di_fabbisogno: valore numerico della previsione di fabbisogno di energia elettrica nella zona, ivi incluso il fabbisogno delle unità di pompaggio, alla chiusura del mercato;
prezzo_zonale: valore numerico del prezzo riconosciuto alle offerte di vendita accettate con riferimento ad una certa zona e ad una certa ora in esito ad un certo mercato;
prezzo_unico_nazionale: valore numerico del prezzo riconosciuto alle offerte di acquisto relative ad unità di consumo accettate con riferimento ad una certa ora in esito ad un certo mercato;
offerta_aggregata_presentata: valore numerico risultante dalla sommatoria dell'energia_offerta relativa alle offerte presentate con scopo "vendita";
offerta_aggregata_accettata: valore numerico risultante dalla sommatoria dell'energia_accettata relativa alle offerte presentate con scopo "vendita";
domanda_aggregata_presentata: valore numerico risultante dalla sommatoria dell'energia_offerta relativa alle offerte presentate con scopo "acquisto";
domanda_aggregata_accettata: valore numerico risultante dalla sommatoria dell'energia_accettata relativa alle offerte presentate con scopo "acquisto";

Conti Energia a Termine (CET)

Competenza: GME
Accesso: GME

codice: è un campo alfanumerico che identifica univocamente un Conto Energia a Termine intestato ad un operatore di mercato ai sensi dell'articolo 20 della deliberazione n. 111/06;
id_operatore: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Operatori di mercato"; è l'operatore intestatario del Conto Energia a Termine;

Piattaforma Conti Energia (PCE) - acquisti e vendite

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi alle registrazioni di acquisti e vendite a termine effettuate sui Conti Energia a Termine, tramite la Piattaforma Conti Energia (PCE), ai sensi dell'articolo 24 della deliberazione n. 111/06.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
codice_registrazione: è un codice che identifica univocamente una registrazione di acquisiti e vendite a termine effettuata ai sensi dell'articolo 24 della deliberazione n. 111/06;
codice_CET: fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Conti Energia a Termine";
energia_registrata: valore numerico della quantità di energia (MWh/h) registrata in acquisto (segno positivo) o in vendita (segno negativo) in un Conto Energia a Termine con riferimento ad un codice_registrazione;
scopo: precisa se l'energia_registrata in un Conto Energia a Termine è un acquisto a termine oppure una vendita a termine. Può assumere i seguenti valori: "acquisto"; "vendita".
id_operatore: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Operatori di mercato"; è colui che richiede la registrazione;

Piattaforma Conti Energia (PCE) - programmi

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi alla registrazione di programmi di immissione e di prelievo in esecuzione di acquisti e vendite registrate sui Conti Energia a Termine.
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
id_unita: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità";
codice_CET: fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Conti Energia a Termine";
programma_CET: è, per ciascuna unità, il programma di prelievo (segno negativo) o di immissione (segno positivo) presentato ai sensi dell'articolo 23 della deliberazione n. 111/06 in esecuzione degli acquisti o delle vendite nette a termine registrate nel Conto Energia a Termine;
programma_CET_post-MGP : è, per ciascuna unità, il programma di prelievo (segno negativo) o di immissione (segno positivo) di in esito ad MGP registrato ai sensi dell'articolo 25 della deliberazione n. 111/06 in esecuzione degli acquisti o delle vendite nette a termine registrate nel Conto Energia a Termine;

Immissioni e Prelievi a programma

Competenza: GME e TERNA
Accesso: GME e TERNA

Fatti relativi ai programmi di immissione (segno positivo) e di prelievo (segno negativo) definiti in esito ai mercati in cui è suddiviso il Mercato Elettrico.
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
id_unita: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità";
programma_post-MGP_cumulato: è, per ciascuna unità, la somma dei programmi riferiti alla medesima unità in esito a MGP, ivi inclusi i programmi_CET_post-MGP;
programma_post-MA_cumulato: è, per ciascuna unità, il programma_post-MGP_cumulato, come eventualmente modificato in esito al MA;
programma_post-MSD_ex-ante : è, per ciascuna unità, il programma_post-MA_cumulato, come eventualmente modificato in esito al MSD;
programma_vincolante_modificato_e_corretto: è, per ciascuna unità, il programma_post-MSD_ex-ante, come eventualmente modificato in esito al MB;

Saldi dei Conti Energia a Termine

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi ai saldi dei Conti Energia a Termine.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
codice_CET: fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Conti Energia a Termine";
capacità: è la capacità definita ai sensi dell'articolo 18 della deliberazione n. 111/06;
saldo_transazioni: con riferimento ad un Conto Energia a Termine, valore numerico della somma algebrica degli acquisti (segno positivo) e delle vendite (segno negativo) a termine ivi registrate (vedi attributo "energia_registrata" del fatto "Piattaforma Conti Energia (PCE) - registrazione di acquisti a termine e di vendite a termine");
saldo_programmi: con riferimento ad un Conto Energia a Termine, valore numerico della somma algebrica dei programmi di immissione (segno positivo) o di prelievo (negativo) ivi registrati (vedi attributo "programmi_CET_post-MGP" del fatto "Piattaforma Conti Energia (PCE) - registrazione programmi di immissione e di prelievo");
saldo_CET: con riferimento ad un Conto Energia a Termine, valore numerico della somma algebrica del saldo_transazioni e del saldo_programmi;

Esiti dei Mercati Esteri

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi agli esiti dei mercati esteri dell'energia elettrica.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
prezzo: valore numerico del prezzo (€/MWh) riconosciuto alle offerte accettate in esito al "mercato del giorno prima" di una certa borsa estera;
quantita: valore numerico rappresentativo dei volumi (MWh) scambiati in esito al "mercato del giorno prima" di una certa borsa estera;
codice_borsa: identificativo della borsa estera; fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Borsa_estera".

Mercato dei Certificati Verdi

Competenza: GME
Accesso: GME

Fatti relativi al mercato dei certificati verdi.
Prevede gli attributi seguenti:
id_transazione: identificativo della singola transazione conclusa;
quantita_cv: numero di certificati verdi oggetto della transazione;
prezzo_unitario: prezzo di scambio del MWh;
anno_di_riferimento: anno a cui il certificato scambiato fa riferimento;
id_acquirente: identificativo del soggetto che acquista i certificati verdi oggetto della transazione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Operatori di mercato".
id_venditore: identificativo del soggetto che cede i certificati verdi oggetto della transazione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Operatori di mercato".
bilateralista: flag che identifica se la transazione è stata conclusa sul mercato o tramite contratto bilaterale;
tipologia: identificativo della tipologia di certificati verdi.
taglia: numero MWh associati al singolo certificato verde.

-LINE

Allegato B

Il presente Allegato B descrive gli elenchi di dati per il monitoraggio che Terna è tenuto ad acquisire ed archiviare nel data warehouse di cui al comma 3.5 della presente delibera e a condividerli con l'Autorità garantendo alla Direzione Mercati l'accesso diretto al data warehouse di cui al medesimo comma tramite connessione Internet sicura.
Ogni dimensione o fatto riporta la "competenza" intesa come soggetto cui compete la gestione del dato e l' "accesso" inteso come soggetti che hanno diritto ad accedere al medesimo dato.

Zone

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Definisce la dimensione geografica, ovvero le zone, il cui nome viene attribuito dal Codice di Rete di TERNA (di seguito: Codice di Rete), le macrozone, che rappresentano dei raggruppamenti di zone, e le configurazioni che consentono di definire molteplici raggruppamenti di zone in macrozone secondo differenti scopi. Le configurazioni possono essere definite con riferimenti a orizzonti temporali e a mercati/prodotti differenti.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico della zona.
nome_zona: nome identificativo della zona attribuito dal Codice di Rete.
tipo_zona: tipologia di zona definita dal Codice di Rete; può assumere i seguenti valori: "zona geografica", "zona virtuale" e "polo di produzione limitata".
nome_macrozona: nome identificativo della macrozona. L'elenco delle macrozone è definito dalla Direzione Mercati.
nome_configurazione: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_zona e nome_macrozona. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad orizzonti temporali e scopi differenti. L'elenco delle configurazioni è definito dalla Direzione Mercati.
numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione "numeroora" della dimensione "Tempo".

Tempo

Competenza: GME
Accesso: GME, TERNA e GSE

Definisce la dimensione temporale. L'intervallo minimo di tempo (o granularità) viene fissato pari ad 1 ora. L'uso dell'attributo "numeroora" per associare dimensioni e fatti è puramente indicativo, L'implementazione potrà tenere conto delle scelte in uso dai sistemi attualmente operativi e comunque di quanto convenuto con la convenzione di cui all'articolo 3 comma 3.7 lettera c della presente deliberazione.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: numero intero che identifica univocamente l'ora considerata. E' definito come il numero di ore trascorse dalla prima ora del 1 gennaio 2000 (che assume pertanto il numero 0).

numerogiorno: numero intero che identifica univocamente il giorno considerato. E' definito come il numero di giorni trascorsi dal 1 gennaio 2000 (che assume pertanto il numero 0).
numeromese: numero intero che identifica univocamente il mese considerato. E' definito come il numero di mesi trascorse da gennaio 2000 (che assume pertanto il numero 0).
codicedata: codice alfanumerico nella forma "yyyymmdd" che identifica il giorno considerato.
anno: numero dell'anno.
mese_dell_anno: numero del mese. Gennaio è rappresentato dal numero 1, febbraio dal 2, ecc.
settimana_dell_anno: numero della settimana riferito all'anno solare. La prima settimana dell'anno è definita come la settimana che contiene il primo giorno di giovedì dell'anno.
giorno_dell_anno: numero del giorno riferito all'anno solare. Il primo gennaio sarà il numero 1, ecc.
giorno_del_mese: numero del giorno riferito al mese a cui fa riferimento. Il primo giorno del mese sarà il numero 1, ecc.
giorno_della_settimana: numero del giorno settimanale. 1: lunedì, 2: martedì, ecc.
ora_del_giorno: numero dell'ora in riferimento al giorno. La prima ora sarà definita dal numero 1, ecc.
festivo: flag (campo booleano) che specifica se l'ora appartiene ad una domenica o ad un giorno festivo secondo quanto stabilito dalla legislazione vigente.
prefestivo: flag che specifica se l'ora appartiene ad un giorno che precede un giorno festivo.
postfestivo: flag che specifica se l'ora appartiene ad un giorno che segue un giorno festivo.

Fasce

Competenza:GME
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che permette di contrassegnare aggregati di ore secondo categorie omogenee ai fini delle analisi di differenti mercati o prodotti.
Prevede gli attributi seguenti:
nome_configurazione: nome identificativo dell'articolazione in fasce valida con riferimento ad un certo orizzonte temporale e ad un certo mercato o prodotto. L'elenco delle articolazioni in fasce è definito dalla Direzione Mercati.
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
nome_fascia: nome identificativo della fascia a cui l'ora appartiene.

Transiti_interzonali

Competenza: TERNA e GME
Accesso: TERNA e GME

Fatti relativi ai limiti di transito dell'energia e ai flussi effettivi da una zona ad un'altra zona.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
mercato: codice che identifica il mercato cui la capacità e il flusso di transito si riferiscono. Può assumere uno dei valori seguenti: "MGP", "MA".

COPIA

da: zona convenzionalmente indicata come zona di provenienza del flusso; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Zone".
a: zona convenzionalmente indicata come zona di arrivo del flusso; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Zone".
limite_max: valore numerico del limite massimo di transito dalla zona "da" alla zona "a" espresso in MW. Il limite nel verso indicato ha segno convenzionale positivo salvo i casi in cui il flusso sia forzato nel verso opposto.
limite_min: valore numerico del limite minimo di transito dalla zona "da" alla zona "a" espresso in MW. Il limite nel verso indicato ha segno convenzionale negativo e corrisponde al limite massimo nel verso opposto.
flusso: valore numerico del transito dalla zona "da" alla zona "a" espresso in MWh. Il flusso nel verso indicato ha segno positivo, nel verso opposto ha segno negativo.

Utenti del dispacciamento

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che raccoglie le informazioni relative agli utenti del dispacciamento (di seguito: Udd). Permette di costruire dei "gruppi" che aggregano Udd fra cui sussistono rapporti di controllo ai sensi dell'articolo 4 del presente provvedimento.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'utente del dispacciamento.
nome_utente: nome identificativo dell'utente.
ragione_sociale: ragione sociale dell'utente.
p_iva: partita IVA dell'operatore.
gruppo_udd: nome che definisce il gruppo a cui l'utente appartiene.
configurazione_udd: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_utente e gruppo_udd. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad orizzonti temporali o a scopi differenti.
numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione "numeroora" della dimensione "Tempo".

Proprietario

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che raccoglie le informazioni relative ai proprietari degli impianti o delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico del proprietario.
nome_proprietario: nome identificativo del proprietario.
ragione_sociale: ragione sociale del proprietario.
p_iva: partita IVA del proprietario.
gruppo_proprietario: nome che definisce il gruppo a cui il proprietario appartiene.
configurazione_proprietario: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_proprietario e gruppo_proprietario. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad intervalli temporali o a scopi differenti.
numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".

numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione "numeroora" della dimensione "Tempo".

Impianto

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che descrive le caratteristiche dell'impianto di produzione connesso alla rete con obbligo di connessione di terzi. L'impianto è definito come l'insieme dei gruppi generatori (o gruppo di generazione), le relative apparecchiature, l'edificio o gli edifici relativi a questo complesso così come i trasformatori principali e i trasformatori ausiliari. L'impianto non comprende la stazione elettrica di collegamento con la rete

- Gli impianti termoelettrici convenzionali comprendono anche i generatori di vapore, i serbatoi del combustibile e gli impianti di trattamento e, quando ricorra, le opere di presa e scarico dell'acqua di raffreddamento e le torri di raffreddamento. Un impianto termoelettrico può essere costituito da una o più sezioni termoelettriche dove per sezione termoelettrica si intende un sistema coordinato di conversione dell'energia termica dei combustibili in energia elettrica, costituito da uno o più generatori di vapore, da motori primi termoelettrici, da uno o più gruppi generatori e trasformatori principali, dal ciclo rigenerativo e da altri circuiti e servizi ausiliari.
- Gli impianti idroelettrici comprendono anche le opere di presa e di adduzione dell'acqua e le opere di scarico.
- Gli impianti eolici comprendono, di norma, tutti gli aerogeneratori connessi ad una stessa stazione elettrica di collegamento con la rete. Ci possono essere casi in cui a valle di un unico punto di connessione con la rete elettrica ci siano più impianti. A tal fine affinché si possano suddividere gli aerogeneratori in più impianti è necessario che ciascun impianto abbia il suo dispositivo generale così da permettere una gestione dei vari impianti in modo indipendente.
- Gli impianti non termoelettrici che utilizzano altre fonti di energia rinnovabile comprendono anche le opere destinate a convogliare l'energia nell'impianto.

Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'impianto.
id_proprietario: nome o ragione sociale del soggetto che ha la proprietà o la disponibilità dell'impianto; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Proprietario".
id_unita: identificativo dell'unità virtuale a cui l'impianto appartiene; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità". Questo identificativo è utilizzato solo da impianti non rilevanti e da impianti rilevanti di tipo idroelettrico raggruppati in un'unica asta idroelettrica.
nome_impianto: nome dell'impianto.
descrizione: descrizione dell'impianto.
comune: individua il Comune in cui sorge l'impianto.
codice istat_comune: codice a sei cifre del comune assegnato da ISTAT.
provincia: individua la Provincia in cui sorge l'impianto.
regione: individua la Regione in cui sorge l'impianto.
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per l'impianto considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per l'impianto considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numero_sezioni_termoelettriche: numero delle singole sezioni termoelettriche di generazione che costituiscono l'impianto (attributo ricavato).

numero_gruppi_generazione: numero dei singoli gruppi di generazione che costituiscono l'impianto (attributo ricavato).
policombustibile: flag che specifica se l'impianto è in grado di utilizzare più di un tipo di combustibile. Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più gruppi di generazione policombustibili o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare un tipo di combustibile diverso da quello utilizzato dagli altri gruppi (attributo ricavato).
cocombustione: flag che specifica se almeno un gruppo di generazione dell'impianto è in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di diversi combustibili. Gli impianti di cocombustione sono un sottotipo di impianti policombustibile (attributo ricavato).
ibrido: flag che specifica se l'impianto è in grado di produrre energia elettrica utilizzando sia fonti rinnovabili, sia fonti non rinnovabili. Sono inclusi gli impianti di cocombustione, vale a dire gli impianti che sono in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili. Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più gruppi di generazione ibridi o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare fonti rinnovabili/non rinnovabili a fronte dell'utilizzo da parte degli altri gruppi di fonti non rinnovabili/rinnovabili. Gli impianti ibridi sono un sottotipo di impianti policombustibile (attributo ricavato).
IAFR: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione qualificato IAFR (attributo ricavato).
280_07: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione che usufruisce del ritiro dedicato ai sensi della deliberazione n. 280/07 (attributo ricavato).
cip_6_92: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione in regime CIP 6/92 (attributo ricavato).
108_97: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione che cede energia ai sensi della deliberazione n. 108/97 (attributo ricavato).
impianto_cogenerativo: flag che specifica se l'impianto presenta una o più sezioni cogenerative che, però, non rispettano i requisiti di cogenerazione ai sensi della deliberazione n. 42/02 (attributo ricavato).
impianto_cogenerativo_alto_rendimento[1]: flag che specifica se l'impianto presenta una o più sezioni che rispettano i requisiti di cogenerazione ai sensi della deliberazione n. 42/02 (attributo ricavato).

Servizi di rete degli impianti eolici

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Dimensione che descrive le caratteristiche di ciascun impianto eolico relativamente al soddisfacimento delle prescrizioni dell'Allegato 17 al codice di rete.
Sistema di controllo della produzione: flag che specifica se l'impianto è in grado di soddisfare tale richiesta, in ottemperanza all'articolo 8.1.1 dell'Appendice 17 al Codice di rete;
Sistema di distacco automatico: flag che specifica se l'impianto è in grado di soddisfare tale richiesta, in ottemperanza all'articolo 8.1.2 dell'Appendice 17 al Codice di rete;

[1] Nel caso di impianti di potenza nominale inferiore a 10 MVA ai sensi della deliberazione n. 42/02 la qualifica di cogenerazione ad alto rendimento viene rilasciata all'intero impianto e non alla singola sezione.

Insensibilità ai buchi di tensione: flag che specifica se l'impianto è in grado di soddisfare tale richiesta, in ottemperanza all'articolo 8.2 dell'Appendice 17 al Codice di rete;
Regolazione della potenza attiva: flag che specifica se l'impianto è in grado di soddisfare tale richiesta, in ottemperanza all'articolo 8.3 dell'Appendice 17 al Codice di rete;
Regolazione della potenza reattiva: flag che specifica se l'impianto è in grado di soddisfare tale richiesta, in ottemperanza all'articolo 8.4 dell'Appendice 17 al Codice di rete;
Inserimento graduale della potenza immessa: flag che specifica se l'impianto è in grado di soddisfare tale richiesta, in ottemperanza all'articolo 8.5 dell'Appendice 17 al Codice di rete;

Sezione

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GSE

Dimensione che descrive le caratteristiche di ciascuna sezione in cui l'impianto può essere suddiviso. La sezione di un impianto è autosufficiente e può avere in comune con altre sezioni alcuni servizi ausiliari o generali. Nel caso degli impianti di tipo termoelettrico ciascuna sezione termoelettrica coincide con un singolo gruppo di generazione per tutti i sottotipi di tecnologia tranne che per il sottotipo di tecnologia "ciclo combinato". Nel caso di ciclo combinato *single shaft* ogni gruppo di generazione (TG+TV+GEN) coincide con una sezione termoelettrica, nel caso di cicli combinati *multi shaft* ciascuna sezione è composta da due o più gruppi tra loro interdipendenti. Nei cicli combinati *multi shaft*, infatti, ogni TG è collegato ad un alternatore e così anche la TV è collegata ad un alternatore, pertanto siamo in presenza di 3 differenti gruppi di generazione (2 gruppi turbogas ed un gruppo a vapore), ma essendo interconnessi essi costituiscono una sezione unica.[2] Si ricorda, infine, che per gruppo di generazione termoelettrico si intende l'insieme di uno o più motori primi ai quali è associato uno o più generatori elettrici accoppiati meccanicamente.

Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico della sezione.
id_impianto: identificativo dell'impianto; fa riferimento all'attributo id della dimensione "Impianto".
id_unita: identificativo dell'unità; fa riferimento all'attributo id della dimensione "unità".
id_tipo_tecnologia: identificativo del tipo di tecnologia della sezione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "tipo_tecnologia".
id_sottotipo_tecnologia: identificativo del sottotipo di tecnologia della sezione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "sottotipo_tecnologia".
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per la sezione considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per la sezione considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
potenza_nominale: potenza nominale della sezione di generazione;
potenza_efficiente_lorda: potenza efficiente lorda della sezione di generazione;

[2] In alcuni cicli combinati derivanti da un ciclo tradizionale ripotenziato è possibile che la turbina a vapore possa essere esercita in maniera indipendente dai gruppi turbogas, per semplicità si ritiene di dover adottare un criterio convenzionale in base al quale la sezione sia sempre unica [(TG+GEN)+(TG+GEN)+(TV+GEN)] con vari assetti, uno per ogni gruppo di generazione o combinazione di essi (esisterà quindi un assetto che prevede il funzionamento del solo gruppo di generazione a vapore).

COPIA

potenza_efficiente_netta: potenza efficiente netta della sezione di generazione;
tensione_connessione_rete: livello di tensione di connessione della sezione termoelettrica di generazione alla rete elettrica.
policombustibile: flag che specifica se la sezione è in grado di utilizzare più di un tipo di combustibile.
cocombustione: flag che specifica se almeno un gruppo di generazione della sezione è in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di diversi combustibili. Le sezioni di cocombustione sono un sottotipo di sezione policombustibile.
ibrida: flag che specifica se la sezione è in grado di produrre energia elettrica utilizzando sia fonti rinnovabili, sia fonti non rinnovabili. Sono incluse le sezioni di cocombustione, vale a dire le sezioni che sono in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili. Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più gruppi di generazione ibridi o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare fonti rinnovabili/non rinnovabili a fronte dell'utilizzo da parte degli altri gruppi di fonti non rinnovabili/rinnovabili. Le sezioni ibride sono un sottotipo di impianti policombustibile.
IAFR: flag che specifica se la sezione è qualificata IAFR.
280_07: flag che specifica se la sezione usufruisce del ritiro dedicato ai sensi della deliberazione n. 280/07.
cip_6_92: flag che specifica se la sezione è in regime CIP 6/92.
108_97: flag che specifica se la sezione cede energia ai sensi della deliberazione n. 108/97.
cogenerativa: flag che specifica se la sezione considerata è di tipo cogenerativo, cioè è un'unità di produzione che produce sia energia elettrica che calore.
cogenerativa_alto_rendimento: flag che specifica se la sezione considerata è di tipo cogenerativo ad alto rendimento, cioè oltre ad essere cogenerativa soddisfa i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02 e pertanto rientra nella priorità di dispacciamento di cui ai commi 30.7 e 31.7, lettera d), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06[3].

<u>Gruppo di Generazione</u>

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GSE

Dimensione che descrive le caratteristiche di ciascun gruppo di generazione di cui l'impianto è costituito. Per gruppo di generazione si intende l'insieme di uno o più motori primi ai quali è associato uno o più generatori elettrici accoppiati meccanicamente (generatore principale e generatori ausiliari).
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico del gruppo di generazione.
id_sezione: identificativo della sezione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "sezione".
data_ primo_parallelo: indica la data in cui è stato effettuato il primo funzionamento in parallelo con il sistema elettrico nazionale
data_esercizio: data di entrata in esercizio del singolo gruppo di generazione così come comunicata al gestore di rete e, nei casi previsti dal d.lgs. n. 504/95, riportata nella denuncia UTF di apertura di officina elettrica.
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per il gruppo di generazione considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".

[3] La qualifica di cogenerazione ad alto rendimento viene rilasciata dal GSE.

numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per il gruppo di generazione considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numero_motori_primi: numero dei singoli motori primi che costituiscono il gruppo di generazione (attributo ricavato);
numero_generatori_elettrici: numero dei singoli generatori elettrici principali che costituiscono il gruppo di generazione (attributo ricavato).
potenza_nominale: potenza nominale del gruppo di generazione;
potenza_efficiente_lorda: potenza efficiente lorda del gruppo di generazione;
potenza_efficiente_netta: potenza efficiente netta del gruppo di generazione;
tensione_connessione_rete: livello di tensione di connessione del gruppo di generazione alla rete elettrica.

Combustibile di gruppo

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Fatti relativi alla pluralità dei combustibili utilizzabili da uno specifico gruppo di generazione.
Prevede gli attributi seguenti:
id_gruppo: identificativo del gruppo di generazione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "gruppo di generazione".
numeroora_da: ora da cui sono valide le specifiche di utilizzo della tipologia di combustibile per il gruppo considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora fino a cui sono valide le specifiche di utilizzo della tipologia di combustibile per il gruppo considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
id_combustibile: identificativo del combustibile; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Combustibili".

Generatore elettrico principale

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Dimensione che descrive le caratteristiche del generatore elettrico principale che costituisce il gruppo di generazione. Per generatore elettrico principale si intende il generatore elettrico, sincrono o asincrono, la cui energia elettrica prodotta è diretta nella sua totalità o nella sua massima parte verso la rete cui l'impianto, di cui il generatore fa parte, è connesso.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico del singolo generatore elettrico
id_gruppo_generazione: identificativo del gruppo di generazione a cui il generatore elettrico appartiene; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Gruppo di generazione".
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per il generatore considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per il generatore considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
tipo: tipologia del motore primo. Può assumere i seguenti valori: "sincrono" o "asincrono".
sottotipo: da compilarsi solo nel caso di impianto eolico. Può assumere i seguenti valori: "asincrono a gabbia di scoiattolo", "asincrono a doppia alimentazione", ecc.
potenza_nominale: potenza nominale in MVA del generatore elettrico;

COPIA

…-LINE

Motore Primo

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GSE

Dimensione che descrive le caratteristiche di ciascun motore primo che costituisce il gruppo di generazione.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo del singolo motore primo.
id_generatore: identificativo del generatore elettrico a cui il motore primo è collegato. Fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "generatore elettrico principale".
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per il motore primo considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per il motore primo considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
tipo: identificavo del tipo di motore primo.
potenza_nominale_motore: potenza nominale del motore primo;
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "tipo" seguenti:

- Motore a combustione interna;
- Turbina a gas;
- Turbina a vapore;
- Turbina Pelton;
- Turbina Francis;
- Turbina Kaplan;
- Turbina a bulbo;
- Turbina Kobold;
- Cella a combustibile;
- Microturbina;
- Turbina eolica;
- Turboespansore con fluido di lavoro diverso dal gas naturale;
- Turboespansore su rete di trasporto o distribuzione gas con gas naturale come fluido di lavoro;

Unita

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che descrive le unità iscritte nel Registro Unità di Produzione (RUP) e nel Registro Unità di Consumo (RUC).
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'unità.
rilevante: flag che individua se l'unità è rilevante.
virtuale: flag che individua se l'unità è virtuale, ossia è composta da una o più impianti. Se l'unità non è virtuale allora è da intendersi unità fisica.
id_impianto: identificativo dell'impianto a cui l'unità fisica appartiene; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Impianto". Per le unità virtuali questo attributo sarà vuoto.
id_udd: identificativo dell'utente del dispacciamento dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "utenti del dispacciamento".
id_proprietario: identificativo del proprietario dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Proprietario".
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per l'unità considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".

numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per l'unità considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
id_zona: identificativo della zona dove l'unità è collocata; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "zone".
id_area: identificativo dell'area dove l'unità è eventualmente collocata; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "area".
produzione: flag che specifica se quella considerata è un'unità di produzione.
consumo: flag che specifica se quella considerata è un'unità di consumo.
nome_unita: nome identificativo dell'unità.
rinnovabile: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo rinnovabile.
id_tipo_tecnologia: identificativo del tipo di tecnologia dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Tipo_tecnologia".
id_sottotipo_tecnologia: identificativo del sottotipo di tecnologia dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione " Sottotipo_tecnologia ".
programmabile: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo programmabile.
cogenerativa: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo cogenerativo, cioè è un'unità di produzione che produce sia energia elettrica che calore.
Cogenerativa ad alto rendimento: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo cogenerativo ad alto rendimento, cioè oltre ad essere cogenerativa soddisfa i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02 e pertanto rientra nella priorità di dispacciamento di cui ai commi 30.7 e 31.7, lettera d), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06[4].
CIP6: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata per CIP6.
280_07: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata a 280_07.
essenziale_alla_sicurezza: flag che specifica se l'unità considerata è essenziale alla sicurezza.
qualificata_mgp: flag che specifica se l'unità considerata è qualificata al mercato del giorno prima.
qualificata_ma: flag che specifica se l'unità considerata è qualificata al mercato di aggiustamento.
qualificata_msd: flag che specifica se l'unità considerata è qualificata al mercato per il servizio di dispacciamento.
merit_order: valore intero che specifica l'ordine di merito dell'unità ai fini dell'assegnazione delle priorità fra offerte a parità di prezzo.
abilitazione_a_riserva_secondaria: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata alla riserva secondaria.
abilitazione_a_riserva_terziaria: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata alla riserva terziaria.
abilitazione_a_bilanciamento: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata al bilanciamento.
abilitazione_a_risoluzione_congestioni: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata alla risoluzione delle congestioni.

Tipo_tecnologia

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che descrive i tipi di tecnologia degli impianti, delle sezioni e delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: codice numerico o alfanumerico identificativo del tipo di tecnologia.
nome_tecnologia: nome identificativo del tipo di tecnologia.
descrizione: descrizione del tipo di tecnologia.

[4] La qualifica di cogenerazione ad alto rendimento viene rilasciata dal GSE.

COPIA

La dimensione dovrà contenere gli attributi di "nome_tecnologia" seguenti:

- "termoelettrico";
- "turboespansore";
- "celle a combustibile";
- "idroelettrico";
- "pompaggio";
- "eolico";
- "solare";
- "geotermoelettrico";
- "moto ondoso";
- "scambio con l'estero";
- altro (specificare).

Sottotipo_tecnologia

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che descrive i sottotipi di tecnologia delle sezioni e delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: codice numerico o alfanumerico identificativo del sottotipo di tecnologia.
id_tecnologia: codice numerico identificativo del tipo di tecnologia a cui il sottotipo tecnologia appartiene; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
nome_sottotecnologia: nome identificativo del sottotipo di tecnologia.
descrizione: descrizione del sottotipo di tecnologia.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "nome_sottotecnologia" seguenti:

- termico tradizionale con turbina a vapore a condensazione;
- termico tradizionale con turbina a vapore in contropressione;
- termico tradizionale con turbina a vapore con condensazione e spillamenti;
- termico turbogas;
- termico con motori a combustione interna;
- termico con microturbine;
- termico tradizionale ripotenziato;
- termico ciclo combinato con turbogas e turbina a vapore "*single shaft*";
- termico ciclo combinato con turbogas e turbina a vapore "*multi shaft*";
- termico ciclo combinato con motore a combustione interna e turbina a vapore;
- celle a combustibile singole;
- celle a combustibile in ciclo combinato;
- idro fluente;
- idro bacino;
- idro serbatoio;
- asta idroelettrica;
- pompaggio puro a bacino;
- pompaggio misto a bacino;
- pompaggio misto a serbatoio;
- pompaggio puro a serbatoio;
- asta idroelettrica pompaggio;
- eolico on – shore;
- eolico off – shore;
- solare fotovoltaico;
- solare termodinamico;
- geotermico con turbina a vapore endogeno semplice (con utilizzo diretto del vapore endogeno);

- geotermico con turbina a vapore endogeno vapore endogeno con flash o doppio flash
- geotermico con turbina a vapore in ciclo binario;
- moto ondoso e maremotrice on-shore;
- moto ondoso e maremotrice off-shore;
- altro (specificare).

Assetto di unita

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Fatti attinenti agli assetti di un'unità come definiti dal Codice di Rete.
Prevede gli attributi seguenti:
id_unita: identificativo dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità".
numeroora_da: ora da cui sono valide le specifiche per l'unità considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora fino a cui sono valide le specifiche per l'unità considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
codice_assetto: codice alfanumerico dell'assetto dell'unità nell'intervallo di tempo specificato.
descrizione: descrizione dell'assetto, riporta i codici dei singoli gruppi di generazione che costituiscono l'assetto.
rendimento: valore numerico che specifica il rendimento dell'unità in quel particolare assetto al 90% del carico massimo assumibile in quell'assetto.
potenza_max_erogabile: valore numerico della potenza massima erogabile dall'unità in quell'assetto espresso in MW.
potenza_min_erogabile: valore numerico della potenza minima erogabile dall'unità in quell'assetto espresso in MW.
gradiente_salire: valore numerico del gradiente a salire dell'unità in quell'assetto espresso in MW/min.
gradiente_scendere: valore numerico del gradiente a scendere dell'unità in quell'assetto espresso in MW/min.
tempo_risposta: valore numerico del tempo di risposta dell'unità in quell'assetto espresso in minuti.
tempo_avviamento: valore numerico del tempo di avviamento dell'unità in quell'assetto espresso in minuti.
tempo_arresto: valore numerico del tempo di arresto dell'unità in quell'assetto espresso in minuti.
tempo_cambio_assetto_in_aumento: valore numerico del tempo per il cambio di assetto in aumento (da quell'assetto a quello immediatamente superiore) dell'unità espresso in minuti.
tempo_cambio_assetto_in_diminuzione: valore numerico del tempo di cambio di assetto in diminuzione (da quell'assetto a quello immediatamente inferiore) dell'unità espresso in minuti.
semibanda_secondaria: valore numerico della semibanda per la riserva secondaria dell'unità in quell'assetto.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Fascia_di_assetto

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Fatti attinenti alle fasce di assetto di un'unità come definite dal Codice di Rete.
Prevede gli attributi seguenti:
id_unita: identificativo dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità".
numeroora_da: ora da cui sono valide le specifiche per l'unità considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora fino a cui sono valide le specifiche per l'unità considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
codice_fascia: codice alfanumerico della fascia di assetto dell'unità nell'intervallo di tempo specificato.
codice_assetto: codice alfanumerico dell'assetto dell'unità nell'intervallo di tempo specificato; fa riferimento all'attributo "codice_assetto" della dimensione "Assetto di Unità".
potenza_max: valore numerico della potenza massima erogabile dall'unità nella fascia di assetto espresso in MW.
potenza_min: valore numerico della potenza minima erogabile dall'unità nella fascia di assetto espresso in MW.

Capacita_disponibile

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GME

Fatti relativi alla capacità disponibile delle unità alla chiusura dei vari mercati in cui si articola il Mercato Elettrico.
Prevede gli attributi seguenti:
id_unita: identificativo dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità".
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
mercato: identificativo del mercato cui l'offerta si riferisce. Può assumere i seguenti valori:
- "MGP";
- "MSD";
- "MB";

potenza_max: valore numerico della potenza massima erogabile dall'unità nell'ora specificata (espressa in MW) come risultante dalla dichiarazione dell'Udd sul Registro delle Unità di Produzione alla chiusura del mercato considerato.
potenza_min: valore numerico della potenza minima erogabile dall'unità nell'ora specificata (espressa in MW) come risultante dalla dichiarazione dell'Udd sul Registro delle Unità di Produzione alla chiusura del mercato considerato.
semibanda_max: valore numerico della semibanda massima per la riserva secondaria erogabile dall'unità nell'ora specificata (espressa in MW) come risultante dalla dichiarazione dell'Udd sul Registro delle Unità di Produzione alla chiusura del mercato considerato.
indisponibilita: flag che specifica se l'unità considerata è indisponibile nell'ora specificata come risultante dalla dichiarazione dell'Udd sul Registro delle Unità di Produzione alla chiusura del mercato considerato.
cod_motivazione: codice che, nel caso in cui il flag "indisponibilita" sia posto a 1, specifica il motivo per cui l'unità è indisponibile; fa riferimento all'attributo "codice" della dimensione "Motivazione".

Motivazione

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GME

Dimensione che codifica le motivazioni delle variazioni dei dati tecnici e delle indisponibilità delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
codice: codice numerico o alfanumerico della motivazione.
motivazione: descrizione della motivazione.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "motivazione" seguenti:

- sicurezza idro-geologica, limitatamente ad unità di produzione di tipo idroelettrico;
- servitù idro-geologiche, limitatamente ad unità di produzione di tipo idroelettrico;
- manutenzione programmata;
- coda di manutenzione;
- avaria;
- vincoli di produzione causati da indisponibilità di rete;
- vincoli ambientali, limitatamente ad unità di produzione di tipo termoelettrico, quali:
    - alta temperatura allo scarico;
    - alta temperatura aria ambiente;
    - inquinamento;
- sciopero;
- vincoli tecnologici dell'unità di produzione (specificare).
- avviamento, limitatamente ad unità di produzione di tipo termoelettrico e alla fase di gestione in tempo reale di MSD, ai fini dell'esenzione dell'unità dal servizio di bilanciamento e di riserva secondaria in tempo reale durante l'avviamento;
- spegnimento, limitatamente ad unità di produzione di tipo termoelettrico e alla fase di gestione in tempo reale del Mercato per il servizio di dispacciamento, ai fini dell'esenzione dell'unità dal servizio di bilanciamento e di riserva secondaria in tempo reale durante lo spegnimento;
- prove richieste o comunque concordate con Terna;
- periodo di rientro in servizio;

Combustibili di unita

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Fatti relativi alla composizione e ai consumi dei combustibili di una specifica unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id_unita: identificativo dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità".
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
id_combustibile: identificativo del combustibile; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Combustibili".
quantita: quantità di combustibile espressa in unità_di_combustibile consumata dall'unità nell'ora specificata.

COPIA

Combustibili

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GME

Dimensione che descrive le varie tipologie di combustibile utilizzato dalle unità di produzione.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico del combustibile.
nome: nome descrittivo del combustibile.
pci: valore numerico del potere calorico inferiore (espresso in MWh/unita_di_combustibile).
emissioni_co2: valore numerico della quantità di CO_2 prodotta (espresso in tCO2/MWh di combustibile).
unita_di_combustibile: unità di misura del combustibile.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "nome" seguenti:

- Carbone;
- Lignite;
- RSU/RSAU biodegradabili;
- RSU/RSAU non biodegradabili;
- CDR parte non biodegradabile
- CDR parte biodegradabile
- Altri rifiuti biodegradabili
- Altri rifiuti non biodegradabili;
- Colture e residui agricoli;
- Colture e residui forestali;
- Altre biomasse solide da specificare;
- Ceneri da olio;
- Catrame;
- Coke di petrolio;
- Coke di carbone
- Petrolio grezzo;
- Nafta
- Olio combustibile BTZ;
- Olio combustibile STZ;
- Olio combustibile ATZ o MTZ;
- Orimulsion;
- Gasolio;
- Benzina;
- Bioetanolo;
- Biometanolo;
- Biodiesel;
- Olio vegetale da specificare;
- Distillati leggeri;
- Gas naturale;
- Gas naturale da giacimenti minori isolati;
- Gas residui di processi chimici;
- Gas da acciaieria a ossigeno;
- Gas da estrazione;
- Gas d'altoforno;
- Gas di cokeria;
- Gas di Petrolio liquefatto;
- Gas di raffineria;
- Gas di sintesi da processi di gassificazione;

- Tar di raffineria
- Propano;
- Idrogeno;
- Biogas da colture e rifiuti agroindustriali e agroforestali;
- Biogas da deiezioni animali;
- Biogas da fanghi;
- Biogas da rifiuti solidi urbani;
- Vapore endogeno;
- Altre fonti di calore;
- Altri combustibili (specificare)

Area

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Definisce la dimensione geografica associata ai prodotti MSD a termine.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'area come definita dagli allegati alla proposta di procedura per l'approvvigionamento a termine di risorse per il servizio di dispacciamento approvata dall'Autorità ai sensi del comma 60.6 della deliberazione n. 111/06.
numeroora_da: ora da cui sono valide le specifiche per l'area considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora fino a cui sono valide le specifiche per l'area considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
id_zona: identificativo della zona; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Zone"

Prodotti MSD a termine

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Dimensione che descrive i prodotti MSD a termine.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora_da: ora da cui sono valide le specifiche per l'area considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora fino a cui sono valide le specifiche per l'area considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
id: identificativo numerico o alfanumerico del prodotto a termine come definito dagli allegati alla proposta di procedura per l'approvvigionamento a termine di risorse per il servizio di dispacciamento approvata dall'Autorità ai sensi del comma 60.6 della deliberazione n. 111/06.
nome_prodotto: nome del prodotto a termine cui l'offerta è riferita così come definito dagli allegati alla proposta di procedura per l'approvvigionamento a termine di risorse per il servizio di dispacciamento approvata dall'Autorità ai sensi del comma 60.6 della deliberazione n. 111/06.
sottoprodotto: nome del sottoprodotto cui l'offerta è riferita. Può assumere i valori "scendere" o "salire".

-LINE

Abilitazione MSD a termine

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Dimensione che descrive l'abilitazione a MSD a termine per l'unità in funzione del prodotto e del periodo temporale.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora_da: ora da cui sono valide le specifiche per l'area considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora fino a cui sono valide le specifiche per l'area considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
id_prodotto: identificativo del prodotto; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione " Prodotti MSD a termine ".
id_unita: identificativo dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità"
abilitazione_unita: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata ad offrire il prodotto specificato nell'intervallo temporale considerato.

Offerte MSD a termine

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Fatti relativi alle procedure concorsuali effettuate da TERNA per l'approvvigionamento a termine di risorse per il servizio di dispacciamento in conformità ai criteri di cui ai commi 60.5 e 60.6 della deliberazione n. 111/06.
Prevede gli attributi seguenti:
configurazione_fasce: identifica l'articolazione in fasce cui il prodotto a termine si riferisce; fa riferimento all'attributo "nome_configurazione" della dimensione "Fasce". Le fasce corrispondono alle finestre temporali come definite dagli allegati alla proposta di procedura per l'approvvigionamento a termine di risorse per il servizio di dispacciamento approvata dall'Autorità ai sensi del comma 60.6 della deliberazione n. 111/06.
fascia: identifica la fascia a cui l'offerta si riferisce; fa riferimento all'attributo "nome_fascia" della dimensione "Fasce".
codice_offerta: codice numerico o alfanumerico che identifica univocamente l'offerta presentata da un certo utente del dispacciamento con riferimento ad un certo prodotto, ad una certa area o macrozona e ad una certa fascia ;
stato: è un campo alfanumerico che identifica lo stato dell'offerta in esito alla procedura concorsuale. Può assumere i seguenti valori: "accettata", "rigettata";
id_prodotto: identificativo del prodotto; fa riferimento all'attributo "id_prodotto" della dimensione "Prodotti MSD a termine".
id_udd: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "utenti del dispacciamento";
nome_macrozona: fa riferimento all'attributo "nome_macrozona" della dimensione "Zone";
nome_configurazione: fa riferimento all'attributo "nome_configurazione" della dimensione "Zone";
id_area: identificativo dell'area; fa riferimento all'attributo "id_area" della dimensione "Area"
capacità_offerta: valore numerico della quantità di capacità (MW) indicata nell'offerta;
pzo_capacita_offerto: valore numerico del premio (€/MW) indicato nell'offerta per la disponibilità della capacità_offerta;

pzo_energia_ offerto: valore numerico del prezzo (€/MWh) indicato nell'offerta per l'eventuale utilizzo della capacità_offerta;
capacità _accettata: valore numerico della quantità di capacità (MW) accettata in esito alle procedure concorsuali;
pzo_capacita_accettato: valore numerico del premio (€/MW) per la disponibilità della capacità_accettata riconosciuto in esito alle procedure concorsuali;
pzo_energia_accettato: valore numerico del prezzo (€/MWh) per l'eventuale utilizzo della capacità_accettata riconosciuto in esito alle procedure concorsuali.

Nomine MSD a termine

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Fatti relativi alle capacità nominate dalle unità in riferimento ad una offerta per una singola ora. Per ogni ora e per ogni offerta la somma delle capacità delle unità dovrà essere uguale o maggiore alla capacità accettata contenuta nella tabella "Offerte MSD a termine".
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
id_unita: identificativo dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità"
codice_offerta: rappresenta un numero alfanumerico o numerico che identifica univocamente l'offerta presentata da un certo utente del dispacciamento con riferimento ad un certo prodotto, ad una certa area o macrozona e ad una certa fascia;
capacità_nominata: è un valore numerico che rappresenta la capacità nominata dall'Udd per l'unità considerata con riferimento all'ora e al codice offerta specificati.

Offerte nel mercato per il servizio di dispacciamento

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Fatti relativi al mercato per il servizio di dispacciamento come risultante dalle disposizioni della deliberazione n. 111/06, del Codice di Rete e del Testo Integrato del Mercato Elettrico.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
codice_offerta: codice numerico o alfanumerico (?) che identifica univocamente l'offerta presentata con riferimento ad un certo mercato, ad una certa unità e ad una certa ora;
scopo: descrive lo scopo per cui è stata presentata l'offerta. Può assumere i seguenti valori: "acquisto"; "vendita".
stato: descrive lo stato dell'offerta in esito al mercato. Può assumere i seguenti valori: "accettata"; "rigettata".
mercato: identificativo del mercato cui l'offerta si riferisce. Può assumere i seguenti valori:

- "MSD";
- "MB";

id_utente: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Utente del dispacciamento";
id_unita: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità";
energia_offerta: valore numerico della quantità di energia (MWh) indicata nell'offerta;

COPIA

pzo_energia_offerto: valore numerico de:

- il prezzo minimo (€/MWh) cui l'operatore è disponibile a vendere l'energia_offerta, quando il valore del campo scopo è "vendita";
- il prezzo massimo (€/MWh) cui l'operatore è disponibile ad acquistare l'energia_offerta, quando il valore del campo scopo è "acquisto";

energia_accettata: valore numerico della quantità di energia (MWh) accettata in esito al mercato cui l'offerta è riferita;
pzo_energia_accettato: valore numerico de:

- il prezzo (€/MWh) che l'operatore ha il diritto di riscuotere per la cessione dell'energia_accettata in esito al mercato cui l'offerta è riferita, quando il valore del campo scopo è "vendita";
- il prezzo (€/MWh) che l'operatore ha il dovere di pagare per l'acquisto dell'energia_accettata in esito al mercato cui l'offerta è riferita, quando il valore del campo scopo è "acquisto";

ordine_di_merito: è un campo numerico che identifica il grado di priorità dell'offerta rispetto alle altre a parità di prezzo;
selezione_da_sottoinsieme: flag che se l'offerta è stata selezionata a prescindere dall'ordine di merito;
semibanda_prenotata: valore numerico della semibanda per la riserva secondaria "prenotata" da Terna in esito a MSD.

Immissioni e Prelievi a programma

Competenza: GME e TERNA
Accesso: GME e TERNA

Fatti relativi ai programmi di immissione (segno positivo) e di prelievo (segno negativo) definiti in esito ai mercati in cui è suddiviso il Mercato Elettrico.
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
id_unita: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità";
programma_post-MGP_cumulato: è, per ciascuna unità, la somma dei programmi riferiti alla medesima unità in esito a MGP, ivi inclusi i programmi_CET_post-MGP;
programma_post-MA_cumulato: è, per ciascuna unità, il programma_post-MGP_cumulato, come eventualmente modificato in esito al MA;
programma_post-MSD_ex-ante : è, per ciascuna unità, il programma_post-MA_cumulato, come eventualmente modificato in esito al MSD;
programma_vincolante_modificato_e_corretto: è, per ciascuna unità, il programma_post-MSD_ex-ante, come eventualmente modificato in esito al MB;

Imissioni e prelievi a consuntivo

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Fatti relativi alle immissioni e ai prelievi misurati per unità.
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
id_unita: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità";
energia_immessa_o_prelevata: è, per ciascuna unità, l'energia immessa (segno positivo) o prelevata (segno negativo).

Saldi dei Conti di Sbilanciamento Effettivo

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Fatti relativi ai saldi dei Conti di Sbilanciamento Effettivo.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
codice_CSE: codice numerico o alfanumerico che identifica univocamente un Conto di Sbilanciamento Effettivo afferente un'unità ai sensi dell'articolo 20 della deliberazione n. 111/06;
id_unita: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità";
saldo_CSE: con riferimento ad un'unità, valore numerico della somma algebrica del programma_vincolante_modificato_e_corretto - con segno opposto a quello convenzionale - (vedi attributo "programma_vincolante_modificato_e_corretto" del fatto "Immissioni e Prelievi a programma") e dell'energia immessa o prelevata (vedi attributo "energia_immessa_o_prelevata" del fatto "Immissioni e Prelievi a consuntivo");

Tipo dati previsionali

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Dimensione che elenca le varie tipologie di dati previsionali. Viene referenziata e utilizzata da "Dati previsionali".
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo del tipo di previsione;
nome: attributo alfanumerico con il nome descrittivo del tipo di dato previsionale;
descrizione: attributo alfanumerico con la descrizione del tipo di dato previsionale.

Dati previsionali

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA

Fatti relativi a previsioni orarie su un intervallo annuale di produzione, domanda, limiti di transito o flussi in riferimento ad una data zona.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo";
id_zona: fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Zona";
tipo_previsione: definisce il tipo di dato previsivo; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Tipo dato previsionale";
valore: valore numerico della previsione.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Allegato C

Il presente Allegato C descrive gli elenchi di dati per il monitoraggio che GSE è tenuto ad acquisire ed archiviare nel data warehouse di cui al comma 3.5 della presente delibera e a condividerli con l'Autorità garantendo alla Direzione Mercati l'accesso diretto al data warehouse di cui al medesimo comma tramite connessione Internet sicura.
Ogni dimensione o fatto riporta la "competenza" intesa come soggetto cui compete la gestione del dato e l' "accesso" inteso come soggetti che hanno diritto ad accedere al medesimo dato.

Zone

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Definisce la dimensione geografica, ovvero le zone, il cui nome viene attribuito dal Codice di Rete di TERNA (di seguito: Codice di Rete), le macrozone, che rappresentano dei raggruppamenti di zone, e le configurazioni che consentono di definire molteplici raggruppamenti di zone in macrozone secondo differenti scopi. Le configurazioni possono essere definite con riferimenti a orizzonti temporali e a mercati/prodotti differenti.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico della zona.
nome_zona: nome identificativo della zona attribuito dal Codice di Rete.
tipo_zona: tipologia di zona definita dal Codice di Rete; può assumere i seguenti valori: "zona geografica", "zona virtuale" e "polo di produzione limitata".
nome_macrozona: nome identificativo della macrozona. L'elenco delle macrozone è definito dalla Direzione Mercati.
nome_configurazione: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_zona e nome_macrozona. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad orizzonti temporali e scopi differenti. L'elenco delle configurazioni è definito dalla Direzione Mercati.
numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione "numeroora" della dimensione "Tempo".

Tempo

Competenza: GME e TERNA
Accesso: GME, TERNA e GSE

Definisce la dimensione temporale. L'intervallo minimo di tempo (o granularità) viene fissato pari ad 1 ora. L'uso dell'attributo "numeroora" per associare dimensioni e fatti è puramente indicativo, L'implementazione potrà tenere conto delle scelte in uso dai sistemi attualmente operativi e comunque di quanto convenuto con la convenzione di cui all'articolo 3 comma 3.7 lettera c della presente deliberazione.
Prevede gli attributi seguenti:
numeroora: numero intero che identifica univocamente l'ora considerata. E' definito come il numero di ore trascorse dalla prima ora del 1 gennaio 2000 (che assume pertanto il numero 0).

numerogiorno: numero intero che identifica univocamente il giorno considerato. E' definito come il numero di giorni trascorsi dal 1 gennaio 2000 (che assume pertanto il numero 0).
numeromese: numero intero che identifica univocamente il mese considerato. E' definito come il numero di mesi trascorse da gennaio 2000 (che assume pertanto il numero 0).
codicedata: codice alfanumerico nella forma "yyyymmdd" che identifica il giorno considerato.
anno: numero dell'anno.
mese_dell_anno: numero del mese. Gennaio è rappresentato dal numero 1, febbraio dal 2, ecc.
settimana_dell_anno: numero della settimana riferito all'anno solare. La prima settimana dell'anno è definita come la settimana che contiene il primo giorno di giovedì dell'anno.
giorno_dell_anno: numero del giorno riferito all'anno solare. Il primo gennaio sarà il numero 1, ecc.
giorno_del_mese: numero del giorno riferito al mese a cui fa riferimento. Il primo giorno del mese sarà il numero 1, ecc.
giorno_della_settimana: numero del giorno settimanale. 1: lunedì, 2: martedì, ecc.
ora_del_giorno: numero dell'ora in riferimento al giorno. La prima ora sarà definita dal numero 1, ecc.
festivo: flag (campo booleano) che specifica se l'ora appartiene ad una domenica o ad un giorno festivo secondo quanto stabilito dalla legislazione vigente.
prefestivo: flag che specifica se l'ora appartiene ad un giorno che precede un giorno festivo.
postfestivo: flag che specifica se l'ora appartiene ad un giorno che segue un giorno festivo.

Proprietario

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che raccoglie le informazioni relative ai proprietari degli impianti o delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo alfanumerico del proprietario.
persona_giuridica: flag che specifica se il proprietario è una persona giuridica invece che fisica.
nome_proprietario: nome identificativo del proprietario.
ragione_sociale: ragione sociale del proprietario.
codice_fiscale: codice fiscale del proprietario.
p_iva: partita IVA del proprietario.
sede_legale: campo che identifica la sede indicata dalla società indicata nell'atto costitutivo ove si svolge l'attività direzionale di gestione e rappresentanza della società [Via/Piazza …, numero civico - CAP … Comune (Provincia)].
gruppo_proprietario: nome che definisce il gruppo a cui il proprietario appartiene.
configurazione_proprietario: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_proprietario e gruppo_proprietario. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad intervalli temporali o a scopi differenti.
numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione "numeroora" della dimensione "Tempo".

COPIA

-LINE

Produttore

Competenza: GSE
Accesso: TERNA e GSE

Dimensione che raccoglie le informazioni relative ai soggetti produttori, cioè coloro che hanno la disponibilità di un impianto di produzione di energia elettrica e che sottoscrivono una convenzione col GSE ai sensi di una delle deliberazioni dell'Autorità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo alfanumerico del produttore.
persona_giuridica: flag che specifica se il produttore è una persona giuridica invece che fisica.
nome_ produttore: nome identificativo del produttore.
ragione_sociale: ragione sociale del produttore.
codice_fiscale: codice fiscale del produttore.
p_iva: partita IVA del produttore.
sede_legale: campo che identifica la sede indicata dalla società indicata nell'atto costitutivo ove si svolge l'attività direzionale di gestione e rappresentanza della società [Via/Piazza …, numero civico - CAP … Comune (Provincia)].
gruppo_ produttore: nome che definisce il gruppo a cui il produttore appartiene.
configurazione_ produttore: nome che definisce la configurazione di raggruppamento tra nome_ produttore e gruppo_ produttore. Le configurazioni permettono di gestire vari raggruppamenti, riferiti ad intervalli temporali o a scopi differenti.
numeroora_da: numero di ora che definisce l'inizio del periodo di validità della configurazione; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: numero di ora che definisce la fine del periodo di validità della configurazione "numeroora" della dimensione "Tempo".

Impianto

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA e GSE

Dimensione che descrive le caratteristiche dell'impianto di produzione connesso alla rete con obbligo di connessione di terzi. L'impianto è definito come l'insieme dei gruppi generatori (o gruppo di generazione), le relative apparecchiature, l'edificio o gli edifici relativi a questo complesso così come i trasformatori principali e i trasformatori ausiliari. L'impianto non comprende la stazione elettrica di collegamento con la rete

- Gli impianti termoelettrici convenzionali comprendono anche i generatori di vapore, i serbatoi del combustibile e gli impianti di trattamento e, quando ricorra, le opere di presa e scarico dell'acqua di raffreddamento e le torri di raffreddamento. Un impianto termoelettrico può essere costituito da una o più sezioni termoelettriche dove per sezione termoelettrica si intende un sistema coordinato di conversione dell'energia termica dei combustibili in energia elettrica, costituito da uno o più generatori di vapore, da motori primi termoelettrici, da uno o più gruppi generatori e trasformatori principali, dal ciclo rigenerativo e da altri circuiti e servizi ausiliari.
- Gli impianti idroelettrici comprendono anche le opere di presa e di adduzione dell'acqua e le opere di scarico.

- Gli impianti eolici comprendono, di norma, tutti gli aerogeneratori connessi ad una stessa stazione elettrica di collegamento con la rete. Ci possono essere casi in cui a valle di un unico punto di connessione con la rete elettrica ci siano più impianti. A tal fine affinché si possano suddividere gli aerogeneratori in più impianti è necessario che ciascun impianto abbia il suo dispositivo generale così da permettere una gestione dei vari impianti in modo indipendente.
- Gli impianti non termoelettrici che utilizzano altre fonti di energia rinnovabile comprendono anche le opere destinate a convogliare l'energia nell'impianto.

Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'impianto.
id_proprietario: nome o ragione sociale del soggetto che ha la proprietà o la disponibilità dell'impianto; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Proprietario".
id_unita: identificativo dell'unità virtuale a cui l'impianto appartiene; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Unità". Questo identificativo è utilizzato solo da impianti non rilevanti e da impianti rilevanti di tipo idroelettrico raggruppati in un'unica asta idroelettrica.
nome_impianto: nome dell'impianto.
descrizione: descrizione dell'impianto.
comune: individua il Comune in cui sorge l'impianto.
codice_istat_comune: codice a sei cifre del comune assegnato da ISTAT.
provincia: individua la Provincia in cui sorge l'impianto.
regione: individua la Regione in cui sorge l'impianto.
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per l'impianto considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per l'impianto considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numero_sezioni_termoelettriche: numero delle singole sezioni termoelettriche di generazione che costituiscono l'impianto (attributo ricavato).
numero_gruppi_generazione: numero dei singoli gruppi di generazione che costituiscono l'impianto (attributo ricavato).
potenza_nominale_elettrica: indica la somma, espressa in kW, delle potenze di targa dei generatori principali che costituiscono l'impianto (attributo ricavato).
potenza_complessiva_generatori: indica la somma, espressa in kVA, delle potenze apparenti nominali dei generatori principali che costituiscono l'impianto (attributo ricavato).
potenza_nominale_media_annua: indica, per i soli impianti idroelettrici, la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua, espressa in kW, tenendo conto della decurtazione conseguente all'applicazione del DMV (minimo deflusso vitale) e indica per tutti gli altri tipi di impianto la potenza che, in base ai decreti di attuazione delle tariffe omnicomprensive previste dalla legge n. 244/08, è presa come riferimento per determinare se un dato impianto può ottenere o meno la concessione delle predette tariffe.
producibilità_netta_media_annua: indica una stima della produzione annua netta ottenibile dall'impianto, espressa in kWh, valutata in base ai dati storici di produzione o, nel caso di nuova costruzione, in base ai dati di progetto tenendo conto delle normative in merito [ad esempio del DMV (minimo deflusso vitale) per impianti idroelettrici].
policombustibile: flag che specifica se l'impianto è in grado di utilizzare più di un tipo di combustibile. Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più gruppi di generazione policombustibili o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare un tipo di combustibile diverso da quello utilizzato dagli altri gruppi (attributo ricavato).

cocombustione: flag che specifica se almeno un gruppo di generazione dell'impianto è in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di diversi combustibili. Gli impianti di cocombustione sono un sottotipo di impianti policombustibile (attributo ricavato).
ibrido: flag che specifica se l'impianto è in grado di produrre energia elettrica utilizzando sia fonti rinnovabili, sia fonti non rinnovabili. Sono inclusi gli impianti di cocombustione, vale a dire gli impianti che sono in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili. Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più gruppi di generazione ibridi o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare fonti rinnovabili/non rinnovabili a fronte dell'utilizzo da parte degli altri gruppi di fonti non rinnovabili/rinnovabili. Gli impianti ibridi sono un sottotipo di impianti policombustibile (attributo ricavato).
IAFR: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione qualificato IAFR (attributo ricavato).
cip_6_92: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione in regime CIP 6/92 (attributo ricavato).
108_97: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione che cede energia ai sensi della deliberazione n. 108/97 (attributo ricavato).
autoproduttore: flag che specifica se la produzione dell'impianto avviene in assetto di autoproduzione così come definita ai sensi dell'art. 2 del decreto legislativo n.79 /99.
impianto_cogenerativo: flag che specifica se l'impianto presenta una o più sezioni cogenerative che, però, non rispettano i requisiti di cogenerazione ai sensi della deliberazione n. 42/02 (attributo ricavato).
impianto_cogenerativo_alto_rendimento[1]: flag che specifica se l'impianto presenta una o più sezioni che rispettano i requisiti di cogenerazione ai sensi della deliberazione n. 42/02 (attributo ricavato).
IRGO: codice alfanumerico che identifica il numero pratica associato all'impianto che presenta almeno una sezione per cui si è richiesta la qualifica finalizzata al rilascio della Garanzia di Origine.
RECS: codice alfanumerico che identifica il numero pratica associato all'impianto che presenta almeno una sezione per cui si è richiesto il rilascio dei certificati RECS.
numero_pratica_fotovoltaico: codice alfanumerico che identifica il numero pratica associato all'impianto fotovoltaico incentivato in conto energia.
tariffa_omnicomprensiva: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione che si avvale della tariffa omnicomprensiva così come disciplinato nella delibera che l'Autorità emanerà a seguito dell'approvazione da parte dei ministeri competenti dei decreti di attuazione delle tariffe omnicomprensive previste dalla legge n. 244/08.
autoconsumo: flag che specifica se la totalità dell'energia elettrica prodotta dall'impianto è autoconsumata in sito.
280_07: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione che usufruisce del ritiro dedicato ai sensi della deliberazione n. 280/07 (attributo ricavato).
scambio_sul_posto: flag che specifica se per l'impianto il proprietario/produttore si avvale dello scambio sul posto così come disciplinato nella delibera 74/08.
mercato_libero: flag che specifica se l'impianto presenta almeno una sezione termoelettrica o un gruppo di generazione che cede energia direttamente o indirettamente sul mercato libero.

[1] Nel caso di impianti di potenza nominale inferiore a 10 MVA ai sensi della deliberazione n. 42/02 la qualifica di cogenerazione ad alto rendimento viene rilasciata all'intero impianto e non alla singola sezione.

Sezione

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA e GSE

Dimensione che descrive le caratteristiche di ciascuna sezione in cui l'impianto può essere suddiviso. La sezione di un impianto è autosufficiente e può avere in comune con altre sezioni alcuni servizi ausiliari o generali. Nel caso degli impianti di tipo termoelettrico ciascuna sezione termoelettrica coincide con un singolo gruppo di generazione per tutti i sottotipi di tecnologia tranne che per il sottotipo di tecnologia "ciclo combinato". Nel caso di ciclo combinato *single shaft* ogni gruppo di generazione (TG+TV+GEN) coincide con una sezione termoelettrica, nel caso di cicli combinati *multi shaft* ciascuna sezione è composta da due o più gruppi tra loro interdipendenti. Nei cicli combinati *multi shaft*, infatti, ogni TG è collegato ad un alternatore e così anche la TV è collegata ad un alternatore, pertanto siamo in presenza di 3 differenti gruppi di generazione (2 gruppi turbogas ed un gruppo a vapore), ma essendo interconnessi essi costituiscono una sezione unica.[2] Si ricorda, infine, che per gruppo di generazione termoelettrico si intende l'insieme di uno o più motori primi ai quali è associato uno o più generatori elettrici accoppiati meccanicamente.

Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico della sezione.
id_impianto: identificativo dell'impianto; fa riferimento all'attributo id della dimensione "Impianto".
id_unita: identificativo dell'unità; fa riferimento all'attributo id della dimensione "unità".
id_tipo_tecnologia: identificativo del tipo di tecnologia della sezione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "tipo_tecnologia".
id_sottotipo_tecnologia: identificativo del sottotipo di tecnologia della sezione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "sottotipo_tecnologia".
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per la sezione considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per la sezione considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
potenza_nominale: potenza nominale della sezione di generazione;
potenza_efficiente_lorda: potenza efficiente lorda della sezione di generazione;
potenza_efficiente_netta: potenza efficiente netta della sezione di generazione;
tensione_connessione_rete: livello di tensione di connessione della sezione termoelettrica di generazione alla rete elettrica.
gestore_competente: indica il gestore di rete con obbligo di connessione di terzi sulla quale la sezione risulta connessa.
policombustibile: flag che specifica se la sezione è in grado di utilizzare più di un tipo di combustibile.
cocombustione: flag che specifica se almeno un gruppo di generazione della sezione è in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di diversi combustibili. Le sezioni di cocombustione sono un sottotipo di sezione policombustibile.

---

[2] In alcuni cicli combinati derivanti da un ciclo tradizionale ripotenziato è possibile che la turbina a vapore possa essere esercita in maniera indipendente dai gruppi turbogas, per semplicità si ritiene di dover adottare un criterio convenzionale in base al quale la sezione sia sempre unica [(TG+GEN)+(TG+GEN)+(TV+GEN)] con vari assetti, uno per ogni gruppo di generazione o combinazione di essi (esisterà quindi un assetto che prevede il funzionamento del solo gruppo di generazione a vapore).

COPIA

ibrida: flag che specifica se la sezione è in grado di produrre energia elettrica utilizzando sia fonti rinnovabili, sia fonti non rinnovabili. Sono incluse le sezioni di cocombustione, vale a dire le sezioni che sono in grado di produrre energia elettrica mediante combustione contemporanea di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili. Ciò può avvenire o a seguito della presenza di uno o più gruppi di generazione ibridi o a seguito della presenza di più gruppi di cui almeno uno è in grado di utilizzare fonti rinnovabili/non rinnovabili a fronte dell'utilizzo da parte degli altri gruppi di fonti non rinnovabili/rinnovabili. Le sezioni ibride sono un sottotipo di impianti policombustibile.
IAFR: flag che specifica se la sezione è qualificata IAFR.
280_07: flag che specifica se la sezione usufruisce del ritiro dedicato ai sensi della deliberazione n. 280/07.
cip_6_92: flag che specifica se la sezione è in regime CIP 6/92.
108_97: flag che specifica se la sezione cede energia ai sensi della deliberazione n. 108/97.
cogenerativa: flag che specifica se la sezione considerata è di tipo cogenerativo, cioè è un'unità di produzione che produce sia energia elettrica che calore.
cogenerativa_alto_rendimento: flag che specifica se la sezione considerata è di tipo cogenerativo ad alto rendimento, cioè oltre ad essere cogenerativa soddisfa i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02 e pertanto rientra nella priorità di dispacciamento di cui ai commi 30.7 e 31.7, lettera d), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06[3].
LT: valore del limite termico relativo alla sezione[4];
IRE: valore dell'indice di risparmio energetico della sezione/impianto[5].
energia elettrica autoconsumata $Ee_{autocons}$: è la parte di energia elettrica prodotta e direttamente utilizzata e autoconsumata nel luogo di produzione;
energia elettrica immessa in rete $Ee_{immessa}$: è la parte di energia elettrica netta prodotta e immessa in rete;
energia termica utile per usi civili Et_{civ}: è la parte di produzione di energia termica utile di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore destinata alle utilizzazioni di tipo civile a fini di climatizzazione, riscaldamento, raffrescamento, raffreddamento, condizionamento di ambienti residenziali, commerciali e industriali e per uso igienico-sanitario, con esclusione delle utilizzazioni in processi industriali;
energia termica utile per usi industriali Et_{ind}: è la parte di produzione di energia termica utile di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore destinata ad utilizzazioni diverse da quelle previste per Et_{civ}
tariffa_omnicomprensiva: flag che specifica se la sezione si avvale della tariffa omnicomprensiva così come disciplinato nella delibera che l'Autorità emanerà a seguito dell'approvazione da parte dei ministeri competenti dei decreti di attuazione delle tariffe omnicomprensive previste dalla legge n. 244/08.

<u>Gruppo di Generazione</u>

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GSE

Dimensione che descrive le caratteristiche di ciascun gruppo di generazione di cui l'impianto è costituito. Per gruppo di generazione si intende l'insieme di uno o più motori primi ai quali è associato uno o più generatori elettrici accoppiati meccanicamente (generatore principale e generatori ausiliari).

---

[3] La qualifica di cogenerazione ad alto rendimento viene rilasciata dal GSE.
[4] Il sistema di acquisizione deve essere in grado: di acquisire i valori di IRE e di LT per ciascun anno in cui si è fatta richiesta di certificazione, di memorizzarli e di richiamarli.
[5] Il sistema di acquisizione deve essere in grado: di acquisire i valori di IRE e di LT per ciascun anno in cui si è fatta richiesta di certificazione, di memorizzarli e di richiamarli.

Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico del gruppo di generazione.
id_sezione: identificativo della sezione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "sezione".
data_ primo_parallelo: indica la data in cui è stato effettuato il primo funzionamento in parallelo con il sistema elettrico nazionale
data_esercizio: data di entrata in esercizio del singolo gruppo di generazione così come comunicata al gestore di rete e, nei casi previsti dal d.lgs. n. 504/95, riportata nella denuncia UTF di apertura di officina elettrica.
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per il gruppo di generazione considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per il gruppo di generazione considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numero_motori_primi: numero dei singoli motori primi che costituiscono il gruppo di generazione (attributo ricavato);
numero_generatori_elettrici: numero dei singoli generatori elettrici principali che costituiscono il gruppo di generazione (attributo ricavato).
potenza_nominale: potenza nominale del gruppo di generazione;
potenza_efficiente_lorda: potenza efficiente lorda del gruppo di generazione;
potenza_efficiente_netta: potenza efficiente netta del gruppo di generazione;
tensione_connessione_rete: livello di tensione di connessione del gruppo di generazione alla rete elettrica.

Combustibile di gruppo

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA e GSE

Fatti relativi alla pluralità dei combustibili utilizzabili da uno specifico gruppo di generazione.
Prevede gli attributi seguenti:
id_gruppo: identificativo del gruppo di generazione; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "gruppo di generazione".
numeroora_da: ora da cui sono valide le specifiche di utilizzo della tipologia di combustibile per il gruppo considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo"[6].
numeroora_a: ora fino a cui sono valide le specifiche di utilizzo della tipologia di combustibile per il gruppo considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
id_combustibile: identificativo del combustibile; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Combustibili".

[6] Con riferimento agli impianti sotto i 10 MVA rientranti, ai fini del dispacciamento, tra le unità virtuali, i dati relativi ai combustibili utilizzati vengono raccolti esclusivamente a consuntivo e con un livello di aggregazione pari all'anno o al trimestre.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE

-LINE

Generatore elettrico principale

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA e GSE

Dimensione che descrive le caratteristiche del generatore elettrico principale che costituisce il gruppo di generazione. Per generatore elettrico principale si intende il generatore elettrico, sincrono o asincrono, la cui energia elettrica prodotta è diretta nella sua totalità o nella sua massima parte verso la rete cui l'impianto, di cui il generatore fa parte, è connesso.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico del singolo generatore elettrico
id_gruppo_generazione: identificativo del gruppo di generazione a cui il generatore elettrico appartiene; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Gruppo di generazione".
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per il generatore considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per il generatore considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
tipo: tipologia del motore primo. Può assumere i seguenti valori: "sincrono" o "asincrono".
potenza_nominale: potenza nominale in MVA del generatore elettrico;

Motore Primo

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GSE

Dimensione che descrive le caratteristiche di ciascun motore primo che costituisce il gruppo di generazione.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo del singolo motore primo.
id_generatore: identificativo del generatore elettrico a cui il motore primo è collegato. Fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "generatore elettrico principale".
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per il motore primo considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per il motore primo considerato; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
tipo: identificavo del tipo di motore primo.
potenza_nominale_motore: potenza nominale del motore primo;
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "tipo" seguenti:

- Motore a combustione interna;
- Turbina a gas;
- Turbina a vapore;
- Turbina Pelton;
- Turbina Francis;
- Turbina Kaplan;
- Turbina a bulbo;
- Turbina Kobold;
- Cella a combustibile;
- Microturbina;
- Turbina eolica;
- Turboespansore con fluido di lavoro diverso dal gas naturale;
- Turboespansore su rete di trasporto o distribuzione gas con gas naturale come fluido di lavoro;

Unita

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che descrive le unità iscritte nel Registro Unità di Produzione (RUP) e nel Registro Unità di Consumo (RUC).
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico dell'unità.
rilevante: flag che individua se l'unità è rilevante.
virtuale: flag che individua se l'unità è virtuale, ossia è composta da una o più impianti. Se l'unità non è virtuale allora è da intendersi unità fisica.
id_impianto: identificativo dell'impianto a cui l'unità fisica appartiene; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Impianto". Per le unità virtuali questo attributo sarà vuoto.
id_udd: identificativo dell'utente del dispacciamento dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "utenti del dispacciamento".
id_proprietario: identificativo del proprietario dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Proprietario".
numeroora_da: ora di inizio in cui sono valide le specifiche per l'unità considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
numeroora_a: ora di fine in cui sono valide le specifiche per l'unità considerata; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
id_zona: identificativo della zona dove l'unità è collocata; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "zone".
id_area: identificativo dell'area dove l'unità è eventualmente collocata; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "area".
produzione: flag che specifica se quella considerata è un'unità di produzione.
consumo: flag che specifica se quella considerata è un'unità di consumo.
nome_unita: nome identificativo dell'unità.
rinnovabile: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo rinnovabile.
id_tipo_tecnologia: identificativo del tipo di tecnologia dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Tipo_tecnologia".
id_sottotipo_tecnologia: identificativo del sottotipo di tecnologia dell'unità; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione " Sottotipo_tecnologia ".
programmabile: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo programmabile.
cogenerativa: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo cogenerativo, cioè è un'unità di produzione che produce sia energia elettrica che calore.
Cogenerativa ad alto rendimento: flag che specifica se l'unità considerata è di tipo cogenerativo ad alto rendimento, cioè oltre ad essere cogenerativa soddisfa i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02 e pertanto rientra nella priorità di dispacciamento di cui ai commi 30.7 e 31.7, lettera d), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06[7].
CIP6: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata per CIP6.
280_07: flag che specifica se l'unità considerata è abilitata a 280_07.

[7] La qualifica di cogenerazione ad alto rendimento viene rilasciata dal GSE.

COPIA

-LINE

Tipo_tecnologia

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che descrive i tipi di tecnologia degli impianti, delle sezioni e delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: codice numerico o alfanumerico identificativo del tipo di tecnologia.
nome_tecnologia: nome identificativo del tipo di tecnologia.
descrizione: descrizione del tipo di tecnologia.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "nome_tecnologia" seguenti:

- "termoelettrico";
- "turboespansore";
- "celle a combustibile";
- "idroelettrico";
- "pompaggio";
- "eolico";
- "solare";
- "geotermoelettrico";
- "moto ondoso";
- "scambio con l'estero";
- altro (specificare).

Sottotipo_tecnologia

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA, GME e GSE

Dimensione che descrive i sottotipi di tecnologia delle sezioni e delle unità.
Prevede gli attributi seguenti:
id: codice numerico o alfanumerico identificativo del sottotipo di tecnologia.
id_tecnologia: codice numerico identificativo del tipo di tecnologia a cui il sottotipo tecnologia appartiene; fa riferimento all'attributo "numeroora" della dimensione "Tempo".
nome_sottotecnologia: nome identificativo del sottotipo di tecnologia.
descrizione: descrizione del sottotipo di tecnologia.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "nome_sottotecnologia" seguenti:

- termico tradizionale con turbina a vapore a condensazione;
- termico tradizionale con turbina a vapore in contropressione;
- termico tradizionale con turbina a vapore con condensazione e spillamenti;
- termico turbogas;
- termico con motori a combustione interna;
- termico con microturbine;
- termico tradizionale ripotenziato;
- termico ciclo combinato con turbogas e turbina a vapore "*single shaft*";
- termico ciclo combinato con turbogas e turbina a vapore "*multi shaft*";
- termico ciclo combinato con motore a combustione interna e turbina a vapore;
- celle a combustibile singole;
- celle a combustibile in ciclo combinato;
- idro fluente;
- idro bacino;
- idro serbatoio;
- asta idroelettrica;

- pompaggio puro;
- pompaggio misto;
- asta idroelettrica pompaggio;
- eolico on – shore;
- eolico off – shore;
- solare fotovoltaico;
- solare termodinamico;
- geotermico con turbina a vapore endogeno semplice (con utilizzo diretto del vapore endogeno);
- geotermico con turbina a vapore endogeno vapore endogeno con flash o doppio flash
- geotermico con turbina a vapore in ciclo binario;
- moto ondoso e maremotrice on-shore;
- moto ondoso e maremotrice off-shore;
- altro (specificare).

Combustibili

Competenza: TERNA e GSE
Accesso: TERNA e GSE

Dimensione che descrive le varie tipologie di combustibile utilizzato dalle singole sezioni di produzione.
Prevede gli attributi seguenti:
id: identificativo numerico o alfanumerico del combustibile.
nome: nome descrittivo del combustibile.
pci: valore numerico del potere calorico inferiore (espresso in MWh/unita_di_combustibile).
emissioni_co2: valore numerico della quantità di CO_2 prodotta (espresso in tCO2/MWh di combustibile).
unita_di_combustibile: unità di misura del combustibile.
La dimensione dovrà contenere gli attributi di "nome" seguenti:

- Carbone;
- Lignite;
- RSU/RSAU biodegradabili;
- RSU/RSAU non biodegradabili;
- CDR parte non biodegradabile
- CDR parte biodegradabile
- Altri rifiuti biodegradabili
- Altri rifiuti non biodegradabili;
- Colture e residui agricoli;
- Colture e residui forestali;
- Altre biomasse solide da specificare;
- Ceneri da olio;
- Catrame;
- Coke di petrolio;
- Coke di carbone
- Petrolio grezzo;
- Nafta
- Olio combustibile BTZ;
- Olio combustibile STZ;
- Olio combustibile ATZ o MTZ;
- Orimulsion;
- Gasolio;

- Benzina;
- Bioetanolo;
- Biometanolo;
- Biodiesel;
- Olio vegetale da specificare;
- Distillati leggeri;
- Gas naturale;
- Gas naturale da giacimenti minori isolati;
- Gas residui di processi chimici;
- Gas da acciaieria a ossigeno;
- Gas da estrazione;
- Gas d'altoforno;
- Gas di cokeria;
- Gas di Petrolio liquefatto;
- Gas di raffineria;
- Gas di sintesi da processi di gassificazione;
- Tar di raffineria
- Propano;
- Idrogeno;
- Biogas da colture e rifiuti agroindustriali e agroforestali;
- Biogas da deiezioni animali;
- Biogas da fanghi;
- Biogas da rifiuti solidi urbani;
- Vapore endogeno;
- Altre fonti di calore;
- Altri combustibili (specificare)

Costo_combustibile

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GSE

Fatti relativi ai costi dei combustibili. Hanno granularità di un giorno.
Prevede gli attributi seguenti:
id_combustibile: identificativo numerico o alfanumerico del combustibile; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Combustibili".
numerogiorno: identificativo del giorno considerato; fa riferimento all'attributo "numerogiorno" della dimensione "Tempo".
prezzo_combustibile: valore numerico del prezzo del combustibile per unita_di_combustibile (€/unita_di_combustibile)

Dati di misure dell'energia elettrica immessa

Competenza: TERNA
Accesso: TERNA e GSE

Prevede gli attributi seguenti:
id_sezione: identificativo numerico o alfanumerico della sezione, fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Sezione".
adm_titolarità: flag che specifica se le apparecchiatura di misura sono nella titolarità del produttore.

adm_teleleggibile: flag che specifica se le apparecchiatura di misura sono nella titolarità del produttore.
adm_orario_quartorario: flag che specifica se le apparecchiatura di misura sono capaci di rilevare l'energia elettrica a livello orario o quartorario.
numero_adm_produttore: indica il numero di apparecchiatura di misura nella titolarità del produttore.
codice_distr: indica il Codice utilizzato dal gestore di rete competente per ambito territoriale (impresa distributrice) per l'identificazione del punto di consegna dell'energia elettrica.

<u>Configurazione "commerciale"</u>

Competenza: GSE
Accesso: GSE

Prevede gli attributi seguenti:
id_impianto: identificativo dell'impianto a cui l'unità fisica appartiene; fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Impianto".
Id_sezione: identificativo numerico o alfanumerico della sezione, fa riferimento all'attributo "id" della dimensione "Sezione".
data_progetto_iafr: indica la data prevista di entrata in esercizio dell'impianto/sezione a valle degli interventi (rifacimenti, potenziamenti, etc..) per cui si richiede una qualifica IAFR, così come comunicata al GSE.
data_entrata_esercizio_iafr: indica la data di entrata in esercizio dell'impianto/sezione a valle degli interventi (rifacimenti, potenziamenti, etc..) per cui si richiede una qualifica IAFR, così come comunicata al GSE.
tipologia_incentivazione_richiesta_dal_produttore_qualificato_iafr: definisce il tipo di incentivo richiesto dal produttore qualificato IAFR ai sensi di quanto previsto dalla Legge 244 del 24/12/2007 (CV o Tariffa Omnicomprensiva).
data_entrata_esercizio_commerciale_CV: indica la data di entrata in esercizio dell'impianto/sezione a partire dalla quale si richiede il rilascio dei CV, così come comunicata al GSE.
data_scadenza_rilascio_CV: indica la data conclusiva del rilascio dei CV.
tipologia_intervento_associato_qualifica_iafr: codice alfanumerico identificativo della tipologia di intervento per il quale è stata riconosciuta la qualifica IAFR.
tipologia_tariffa_cv: coefficiente moltiplicativo "k" associato all'impianto/sezione ai sensi della Legge 244 del 24/12/2007.
data_decorrenza_convenzione_tariffa_omnicomprensiva: indica la data a partire dalla quale l'impianto di generazione è convenzionato in "tariffa omicomprensiva" ai sensi della Legge 244 del 24/12/2007.
data_scadenza_convenzione_tariffa_omnicomprensiva: indica la data conclusiva della convenzione in "tariffa mnicomprensiva"ai sensi della Legge 244 del 24/12/2007.
tipologia_tariffa_omnicomprensiva: codice alfanumerico che identifica la tariffa riconosciuta nell'ambito della Legge 244 del 24/12/2007.
data_decorrenza_convenzione_cip6: indica la data a partire dalla quale l'impianto/sezione di generazione è convenzionato Cip 6/92.
data_scadenza_componente_incentivante_cip6: indica la data conclusiva per il riconoscimento della componente incentivante.
data_scadenza_convenzione_Cip6: indica la data conclusiva della convenzione Cip 6/92.
tipologia_tariffa_cip6: codice alfanumerico che identifica la tariffa riconosciuta nell'ambito del provvedimento Cip6
potenza_convenzionata_cip6: indica la potenza Cip6, espressa in kW, contrattualizzata con il GSE

data_decorrenza_convenzione_108/97: indica la data a partire dalla quale l'impianto/sezione di generazione è convenzionato 108/97.
data_scadenza_convenzione_108/97: indica la data conclusiva della convenzione 108/97 (coincide con il termine del riconoscimento della componente incentivante).
potenza_convenzionata_108/97: indica la potenza 108/97, espressa in kW, contrattualizzata con il GSE
tipologia_tariffa_108/97: codice alfanumerico che identifica la tariffa riconosciuta nell'ambito della delibera 108/97
data_decorrenza_convenzione_rid: indica la data a partire dalla quale l'impianto/sezione di generazione è convenzionato in ritiro dedicato ai sensi della delibera 280/07.
data_scadenza_convenzione_rid: indica la data conclusiva della convenzione in ritiro dedicato ai sensi della delibera 280/07.
tipologia_tariffa_rid: codice alfanumerico che identifica la tariffa riconosciuta nell'ambito della delibera 280/07
data_decorrenza_convenzione_ssp: indica la data a partire dalla quale l'impianto di generazione è convenzionato in scambio sul posto ai sensi della delibera n. 74/08.
data_scadenza_convenzione_ssp: indica la data conclusiva della convenzione in scambio sul posto ai sensi della delibera n. 74/08.
tipologia_tariffa_ssp: codice alfanumerico che identifica la tariffa riconosciuta nell'ambito della delibera n 74/08.
data_decorrenza_convenzione_conto_energia_ftv: indica la data a partire dalla quale si riconosce il contributo in conto energia
data_scadenza_convenzione_conto_energia_ftv: indica la data conclusiva del riconoscimento del contributo in conto energia
tipologia_tariffa_conto_energia_ftv: codice alfanumerico che identifica la tariffa riconosciuta nell'ambito delle delibere 188/05 e 90/07
data_decorrenza_convenzione_conto_energia_solare_termodinamico: indica la data a partire dalla quale si riconosce il contributo in conto energia
data_scadenza_convenzione_conto_energia_solare_termodinamico: indica la data conclusiva del riconoscimento del contributo in conto energia
tipologia_tariffa_conto_energia_solare_termodinamico: codice alfanumerico che identifica la tariffa riconosciuta nell'ambito della delibera n. 95/08

Energia unità soggette a convenzione con GSE

Competenza: GSE
Accesso: GSE

Prevede gli attributi seguenti:
id_unita: identificativo numerico o alfanumerico dell'unità.
anno: anno a cui la misura si riferisce; fa riferimento all'attributo "anno" della dimensione "Tempo".
mese_dell_anno: numero dell'anno; fa riferimento all'attributo "mese_dell_anno" della dimensione "Tempo".
energia_mensile_immessa_in_rete: indica la quantità, espressa in MWh con 3 cifre decimali, immessa nel sistema elettrico nazionale.
energia_remunerata_cip6: indica la quantità, espressa in MWh con 3 cifre decimali, remunerata a tariffa Cip6;
valore_tariffa_cip6_ore_piene: corrispettivo totale espresso in €/MWh.
valore_tariffa_cip6_ore_piene, costo evitato di impianto, manutenzione e spese generali connesse: corrispettivo espresso in €/MWh.
valore_tariffa_cip6_ore_piene, costo evitato di combustibile: corrispettivo espresso in €/MWh.

valore_tariffa_cip6_ore_piene, componente incentivante: corrispettivo espresso in €/MWh.
valore_tariffa_cip6_ore_vuote, totale: corrispettivo espresso in €/MWh.
Valore_tariffa_cip6_ore_vuote, costo evitato di impianto, manutenzione e spese generali connesse: corrispettivo espresso in €/MWh
valore_tariffa_cip6_ore_vuote, costo evitato di combustibile: corrispettivo espresso in €/MWh
valore_tariffa_cip6_ore_vuote, componente incentivante: corrispettivo espresso in €/MWh
energia_remunerata_108_97: indica la quantità, espressa in MWh con 3 cifre decimali, remunerata a tariffa 108/97;
valore_tariffa_108_97_ore_piene, totale: corrispettivo espresso in €/MWh
valore_tariffa_108_97_ore_piene, costo evitato di impianto, manutenzione e spese generali connesse: corrispettivo espresso in €/MWh
valore_tariffa_108_97_ore_piene, costo evitato di combustibile: corrispettivo espresso in €/MWh
valore_tariffa_108_97_ore_piene, componente incentivante: corrispettivo espresso in €/MWh
valore_tariffa_108_97_ore_vuote, totale: corrispettivo espresso in €/MWh
valore_tariffa_108_97_ore_vuote, costo evitato di impianto, manutenzione e spese generali connesse: corrispettivo espresso in €/MWh
valore_tariffa_108_97_ore_vuote, costo evitato di combustibile: corrispettivo espresso in €/MWh
valore_tariffa_108_97_ore_vuote, componente incentivante: corrispettivo espresso in €/MWh
energia_remunerata_rid: indica la quantità, espressa in MWh con 3 cifre decimali, remunerata a tariffa RID;
valore_tariffa_rid: corrispettivo medio unitario riconosciuto nel periodo di riferimento espresso in €/MWh**energia_remunerata_a_tariffa_omni_comprensiva:** indica la quantità, espressa in MWh con 3 cifre decimali, remunerata a tariffa omni_comprensiva;
valore_tariffa_omnicomprensiva: corrispettivo medio unitario riconosciuto nel periodo di riferimento espresso in €/MWh
energia_immessa_convenzione_ssp: indica la quantità, espressa in MWh con 3 cifre decimali, immessa in rete e gestita nell'ambito di una convenzione di scambio su posto.
produzione_annuale_incentivata_ftv: indica la quantità di energia elettrica, espressa in MWh con 3 cifre decimali, per la quale è stato riconosciuto il contributo FTV ai sensi della delibera 188/05 a impianti in regime di scambio su posto.
produzione_mensile_incentivata_ftv: indica la quantità di energia elettrica, espressa in MWh con 3 cifre decimali, per la quale è stato riconosciuto il contributo in conto energia FTV (per tutti gli impianti ad esclusione di quelli di cui al precedente punto).
Produzione_incentivata Solare Termodinamico: indica la quantità di energia elettrica, espressa in MWh con 3 cifre decimali, per la quale è stato riconosciuto il contributo in conto energia Solare Termodinamico.
produzione_annuale_incentivata CV: indica la quantità di energia elettrica, espressa in MWh, per la quale sono stati rilasciati i Certificati Verdi.
energia_annuale_scambiata_convenzione SSP: indica la quantità di energia elettrica, espressa in MWh con 3 cifre decimali, per la quale è stato riconosciuto il contributo in conto scambio nell'ambito di una convenzione SSP.

08A06036

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 6 agosto 2008.

Approvazione delle proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione relative all'anno termico 2008-2009 per la società Terminale GNL Adriatico S.r.l. e determinazione della tariffa di rigassificazione per la società Gnl Italia S.p.A., in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08. (Deliberazione ARG/gas 118/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 6 agosto 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas n. 92/08).

Considerato che:

- gli articoli 20 e 21 della deliberazione ARG/gas 92/08 prevedono che le imprese esercenti rispettivamente i terminali di rigassificazione esistenti e i nuovi terminali presentino all'Autorità i ricavi e le proposte tariffarie relative all'anno termico 2008-2009 entro il 21 luglio 2008;
- la società Gnl Italia S.p.A., con lettera in data 21 luglio 2008 (prot. generale n. A/21670 del 21 luglio 2008), ha presentato, ai sensi dell'Articolo 20, comma 20.1, della deliberazione ARG/gas 92/08, i ricavi e le proposte tariffarie relative all'anno termico 2008-2009;
- la società Terminale GNL Adriatico S.r.l., con lettera in data 21 luglio 2008 (prot. generale n. A/21839 del 22 luglio 2008), ha presentato, ai sensi dell'Articolo 21, comma 21.1, della deliberazione ARG/gas 92/08, i ricavi e le proposte tariffarie relative all'anno termico 2008-2009;
- in data 25 luglio 2008, gli uffici dell'Autorità hanno inviato alla società Gnl Italia S.p.A. (prot. generale P/22445 del 25 luglio 2008) e alla società Terminale GNL Adriatico S.r.l. (prot. generale P/22443 del 25 luglio 2008), richiesta di approfondimenti e di alcune modifiche con riferimento alla determinazione dei ricavi di riferimento, precisando che qualora i chiarimenti e le integrazioni richieste non fossero state risolutive dei rilievi sopra formulati, gli Uffici dell'Autorità avrebbero proposto il diniego all'approvazione delle proposte tariffarie oggetto dei rilievi e la determinazione d'Ufficio delle tariffe;
- con lettera in data 31 luglio 2008 (prot. generale n. A/23169 del 31 luglio 2008), Gnl Italia Spa ha fornito gli approfondimenti richiesti e ha presentato una nuova proposta tariffaria relativa ai ricavi di riferimento conforme ai criteri stabiliti dalla deliberazione ARG/gas 92/08;
- con lettera in data 31 luglio 2008 (prot. generale n. A/23231 del 1 agosto 2008), integrata con comunicazione del 1 agosto 2008 (prot. generale n. A/23357 del 1 agosto 2008) Terminale GNL Adriatico S.r.l. ha presentato:
  i. una prima proposta tariffaria comprensiva dei costi non capitalizzati afferenti al periodo antecedente l'avvio dell'erogazione del servizio (di seguito: costi pre-operativi), assimilati ad investimenti per l'attività di rigassificazione;
  ii. una seconda proposta tariffaria al netto dei costi pre-operativi;
- la prima proposta tariffaria non é coerente con i criteri di cui all'articolo 4, comma 4.2 della deliberazione ARG/gas 92/08 che dispone che le quote di ricavo annuo relative alla remunerazione del capitale investito e agli ammortamenti economico tecnici siano determinate sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni presenti in bilancio;

- nell'ambito del procedimento di verifica della seconda proposta tariffaria sono emersi elementi che richiedono ulteriori approfondimenti al fine di confermare la correttezza della relativa proposta in merito alla rispondenza delle previsioni di cui al comma 4.5 della deliberazione ARG/gas 92/08; e che l'esito di tali approfondimenti potrebbe determinare una riduzione delle tariffe per l'anno termico 2008-2009;
- i predetti approfondimenti comportano un'attività istruttoria non esauribile entro i termini previsti per l'approvazione delle proposte tariffarie per l'anno termico 2008-2009; e che tuttavia tale attività può essere completata entro il 31 dicembre 2008.

Considerato che:

- la società Terminale GNL Adriatico S.r.l. ai fini della determinazione della capacità di Gnl consegnabile al terminale di rigassificazione di cui al comma 8.2 della deliberazione ARG/gas n. 92/08, relativamente all'anno termico 2008-2009, ha proposto l'applicazione alla capacità teorica di rigassificazione di un opportuno fattore di carico, al fine di determinare la capacità consegnabile di cui al comma 8.2 della deliberazione ARG/gas 92/08;
- la società Gnl Italia S.p.A., ai fini della determinazione della capacità di Gnl consegnabile al terminale di rigassificazione di cui al comma 8.2 della deliberazione ARG/gas 92/08, relativamente all'anno termico 2008-2009, ha proposto l'adozione della capacità tecnica esistente dell'impianto;
- le attuali condizioni del mercato europeo del Gnl evidenziano che la capacità tecnica di rigassificazione possa essere impegnata mediamente per una percentuale pari al 70%, tenuto conto di un utilizzo medio della capacità impegnata pari a circa il 90%.

Ritenuto che:

- sia opportuno prevedere che la determinazione delle capacità di Gnl consegnabile nell'anno al terminale di rigassificazione di cui al comma 8.2 della deliberazione ARG/gas 92/08 avvenga riproporzionando la capacità massima tecnica del terminale attraverso un fattore di carico delle infrastrutture di rigassificazione pari a 0,7;
- conseguentemente il numero medio di approdi annui, coerenti con i limiti fisici di approdo e con i valori storici relativi alla stazza delle navi metaniere, e l'energia corrispondente ai volumi massimi rigassificabili, di cui rispettivamente ai commi 8.3 e 8.4 della deliberazione ARG/gas 92/08, siano calcolati coerentemente con il precedente ritenuto;
- in conseguenza di quanto indicato nel precedente alinea sia necessario approvare i ricavi di riferimento della società Gnl Italia S.p.A. e determinare d'ufficio i corrispettivi tariffari al fine di tenere conto del suddetto riproporzionamento;
- sia necessario approvare provvisoriamente la seconda proposta tariffaria della società Terminale GNL Adriatico S.r.l. sino all'eventuale esito positivo degli approfondimenti necessari; e prevedere che tale esito positivo si intenda conseguito qualora l'Autorità non si pronunci diversamente entro il 31 dicembre 2008

DELIBERA

1. di approvare la proposta tariffaria di cui all'articolo 20 della deliberazione ARG/gas 92/08, presentata dalla società Gnl Italia S.p.A. per l'anno termico 2008-2009 relativamente alla determinazione dei ricavi di riferimento e di determinare i corrispettivi tariffari di cui agli articoli 6 e 7, come riportati nelle *Tabelle 1* e *2* allegate al presente provvedimento;
2. di approvare la proposta tariffaria di cui all'articolo 21 della deliberazione ARG/gas 92/08, presentata dalla società Terminale GNL Adriatico Srl per l'anno termico 2008-2009, come riportata nelle *Tabelle 3* e *4* allegate al presente provvedimento;
3. di autorizzare la provvisoria applicazione delle tariffe di cui al punto 2, sino all'eventuale esito positivo degli ulteriori approfondimenti descritti in motivazione, il quale si intende conseguito qualora l'Autorità non si pronunci diversamente entro il 31 dicembre 2008;
4. di dare mandato al Direttore della Direzione Tariffe dell'Autorità di effettuare i necessari approfondimenti al fine di confermare la proposta tariffaria della società Terminale GNL Adriatico Srl in merito alla corretta definizione dei costi operativi;
5. di notificare alla società Gnl Italia S.p.A., con sede legale in piazza Santa Barbara n. 7, 20097 San Donato Milanese (Milano) e alla società Terminale GNL Adriatico S.r.l., con sede legale in piazza della Repubblica, n. 14/16, 20124, Milano, in persona del legale rappresentante *pro tempore*, il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;
6. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore alla data di pubblicazione.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica del provvedimento.

Milano, 6 agosto 2008

Il presidente: ORTIS

COPIA TRATTA DA GURI ON-LINE

Tabella 1 – Tariffa di rigassificazione per il servizio continuativo per l'utilizzo del terminale di Panigaglia della società GNL Italia Spa (anno termico 2008-2009)

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (euro/mc liquido)	4,718073
Corrispettivo unitario associato agli approdi	Cna (euro/approdo)	32.036,306155
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (euro/GJ)	0,026508
	CVL^P (euro/GJ)	0,003174
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per mc consegnato	1,7%

Tabella 2 – Tariffa di rigassificazione per il servizio su base *spot* per l'utilizzo del terminale di Panigaglia della società GNL Italia Spa (anno termico 2008-2009)

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (euro/mc liquido)	3,302651
Corrispettivo unitario associato agli approdi	Cna (euro/approdo)	32.036,306155
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (euro/GJ)	0,026508
	CVL^P (euro/GJ)	0,003174
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per mc consegnato	1,7%

Tabella 3 – Tariffa di rigassificazione per il servizio continuativo per l'utilizzo del terminale di Rovigo della società Terminale GNL Adriatico Srl (anno termico 2008-2009)

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (euro/mc liquido)	20,655380
Corrispettivo unitario associato agli approdi	Cna (euro/approdo)	375.813,170087
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (euro/GJ)	0,118353
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per mc consegnato	1,5%

Tabella 4 – Tariffa di rigassificazione per il servizio su base spot per l'utilizzo del terminale di Rovigo della società Terminale GNL Adriatico Srl (anno termico 2008-2009)

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (euro/mc liquido)	14,458766
Corrispettivo unitario associato agli approdi	Cna (euro/approdo)	375.813,170087
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (euro/GJ)	0,118353
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per mc consegnato	1,5%

08A06037

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 6 agosto 2008.

Disposizioni inerenti l'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV. (Deliberazione ARG/elt 119/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 6 agosto 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 dicembre 2007, n. 333/07 (di seguito: deliberazione n. 333/07);
- la deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 33/08);
- la legge 26 febbraio 2007, n. 17, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 47 del 26 febbraio 2007 (di seguito: legge 26 febbraio 2007, n. 17);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 22 gennaio 2008, n. 37, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 61 del 12 marzo 2008 (di seguito: decreto 22 gennaio 2008, n. 37);
- la comunicazione del Comitato Elettrotecnico Italiano (di seguito: CEI) del 28 luglio 2008, protocollo Autorità n. 22651 del 28 luglio 2008, relativa alla Norma CEI 0-16, seconda edizione;
- le richieste di deroga alla Norma CEI 0-16 inviate dalle società AEM Torino Distribuzione S.p.A., protocollo Autorità n. 17257 e n. 17268 del 12 giugno 2008, e D'Anna & Bonaccorsi s.n.c., protocollo Autorità n. 17258 del 12 giugno 2008;
- la comunicazione da parte della Federazione Nazionale Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche del 10 giugno 2008, Protocollo Autorità n. 16955 del 10 giugno 2008, relativa alla richiesta di proroga all'applicazione di alcune disposizioni di cui alla Norma CEI 0-16.

Considerato che l'Allegato B alla deliberazione ARG/elt 33/08:

- ha riconosciuto la Norma CEI 0-16, che costituisce parte integrante e sostanziale della delibera stessa, quale Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti che immettono e prelevano dalle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV (di seguito: Regola tecnica di riferimento);
- dispone, tra l'altro, che eventuali richieste di deroga su specifici aspetti puntuali della Regola tecnica di riferimento possono essere inviate all'Autorità sulla base di specifiche esigenze debitamente motivate al fine della loro eventuale approvazione;
- definisce la forma redazionale prevista per le richieste di deroga, disponendo che le modalità ed i termini di invio all'Autorità delle richieste di deroga sono pubblicati sul sito internet della stessa Autorità;
- prevede che l'eventuale approvazione delle deroghe da parte dell'Autorità avvenga senza apportare modifiche al contenuto delle singole deroghe richieste, potendo però disporre un periodo temporale di validità della singola deroga inferiore a quello richiesto;
- dispone, tra l'altro, che i parametri tecnici correlati a valori di tensione nominale delle reti di distribuzione differenti da quelli maggiormente diffusi sul territorio nazionale, e sulla base dei quali è stata redatta la Regola tecnica di riferimento, non sono oggetto di approvazione e sono comunicati dalle imprese distributrici all'Autorità secondo le modalità pubblicate sul sito internet della stessa Autorità, in analogia alle modalità di invio all'Autorità delle richieste di deroga;

- dispone che ciascuna impresa distributrice pubblichi la propria regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica con tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV, sia essa costituita dalla Regola tecnica di riferimento, ovvero dalla Regola tecnica di riferimento come modificata attraverso specifiche deroghe approvate dall'Autorità, ovvero dalla Regola tecnica di riferimento come adattata dalla stessa impresa distributrice secondo le disposizioni previste dall'Autorità;
- prevede che le imprese distributrici hanno facoltà di effettuare controlli presso gli utenti che hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza, allo scopo di verificare l'effettiva adeguatezza degli impianti degli stessi utenti ai requisiti tecnici previsti;
- prevede il rispetto di alcune condizioni tecniche con riferimento alle quali non è richiesto l'invio della dichiarazione di adeguatezza.

Considerato inoltre che:

- le imprese distributrici AEM Torino Distribuzione S.p.A. e D'Anna & Bonaccorsi s.n.c. hanno inviato all'Autorità richieste di deroga su specifici aspetti puntuali della Regola tecnica di riferimento;
- un'impresa distributrice ha comunicato all'Autorità, nell'ambito delle richieste di deroga, aspetti inerenti la propria rete di distribuzione tali da poter essere recepiti nell'ambito della Regola tecnica di riferimento;
- l'Autorità ha coinvolto il CEI nella procedura di valutazione delle richieste di deroga presentate;
- la deliberazione ARG/elt 33/08 dispone che eventuali successivi aggiornamenti della Norma CEI 0-16, limitatamente a rettifiche di errori materiali ovvero a precisazioni e integrazioni finalizzate al miglioramento della comprensione del testo ovvero a garantire la corretta applicazione delle singole disposizioni, siano effettuati autonomamente dal CEI con preventiva informazione all'Autorità;
- il CEI ha inviato all'Autorità la seconda edizione della Norma CEI 0-16, contenente rettifiche di errori materiali, ovvero precisazioni e integrazioni finalizzate al miglioramento della comprensione del testo oltre a garantire la corretta applicazione delle singole disposizioni. Per maggior chiarezza, le predette rettifiche sono anche elencate a parte nel medesimo documento;
- le integrazioni di cui al precedente alinea impattano anche sul contenuto dell'Allegato C alla deliberazione ARG/elt 33/08;
- i costruttori di apparecchiature elettriche hanno dichiarato l'impossibilità di rendere disponibili sul mercato alcune apparecchiature aventi le caratteristiche previste nella Norma CEI 0-16 entro la data di entrata in vigore della medesima Norma quale Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti in media ed alta tensione delle imprese distributrici, chiedendo la proroga delle soluzioni tecniche attualmente in vigore fino al 31 marzo 2009. Le predette caratteristiche riguardano il sistema di protezione generale ed il sistema di protezione di interfaccia di cui rispettivamente all'allegato D ed allegato E della Norma CEI 0-16.

  Con particolare riferimento al sistema di protezione generale:
    - protezione di massima corrente di fase con disponibilità della prima soglia dedicata alla rilevazione degli eventi di sovraccarico a tempo inverso, indicata come I>,
    - protezione contro i guasti a terra con due soglie di intervento,
    - prove di tipo funzionale al guasto a terra intermittente;

Con particolare riferimento al sistema di protezione di interfaccia:
- protezione di minima tensione con due soglie di regolazione,
- protezione di massima tensione concatenata con due soglie di regolazione,
- protezione di minima frequenza con due soglie di regolazione,
- protezione di massima frequenza con due soglie di regolazione.

Considerato infine che:

- la Legge 26 febbraio 2007, n. 17, dispone, tra l'altro, che a decorrere dalla data di entrata in vigore del regolamento recante norme sulla sicurezza degli impianti di cui al decreto-legge 30 settembre 2005, n. 203, convertito, con modificazioni, dalla legge 2 dicembre 2005, n. 248, è abrogata la legge 5 marzo 1990, n. 46, ad eccezione degli articoli 8, 14 e 16;
- con il decreto 22 gennaio 2008, n. 37, è entrato in vigore il regolamento di cui al precedente alinea;
- l'articolo 11, comma 11.1, dell'Allegato B alla deliberazione ARG/elt 33/08, dispone, tra l'altro, che la dichiarazione di adeguatezza è redatta a cura dei soggetti di cui all'art. 36, comma 36.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07;
- l'articolo 36, comma 36.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07, esplicita le tipologie di soggetti autorizzati all'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza come individuati dalla legge 5 marzo 1990, n. 46, abrogata dalla legge 26 febbraio 2007, n. 17.

Ritenuto di:
- non approvare le richieste di deroga presentate dall'impresa distributrice D'Anna & Bonaccorsi s.n.c. e di alcune richieste di deroga presentate dall'impresa distributrice AEM Torino Distribuzione S.p.A., ritenendo tali richieste:
  - inerenti l'applicazione della Parte 7 della Regola tecnica di riferimento ad utenti esistenti e quindi non applicabili in quanto modifiche alla della Norma CEI 0-16, ovvero
  - rappresentanti una mera esplicitazione di dettaglio, da parte dell'impresa distributrice, inerente l'applicazione di quanto disposto nella predetta Norma, e come tale oggetto di comunicazione da parte della stessa impresa agli utenti interessati alla connessione o all'applicazione della Norma agli utenti esistenti di cui all'Allegato B alla deliberazione ARG/elt 33/08, ovvero
  - integrabili nella Regola tecnica di riferimento nell'ambito del presente provvedimento, ovvero
  - rientranti nell'ambito degli adattamenti tecnici di cui all'Articolo 4 dell'Allegato B alla deliberazione ARG/elt 33/08 e, come tali, non necessitanti di deroga;
- approvare alcune richieste di deroga presentate da AEM Torino Distribuzione S.p.A. relativamente alle reti con tensione nominale pari a 5,4 e 6,3 kV, con particolare riferimento alla prima soglia di massima corrente omopolare ed al valore di corrente omopolare per la protezione direzionale di terra, per un periodo pari a 10 anni;
- recepire la seconda edizione della Norma CEI 0-16 in quanto contenente elementi utile ai fini della corretta applicazione della Regola tecnica di riferimento;

- sostituire l'Allegato C alla delibera ARG/elt 33/08 con analogo allegato ai fini dell'armonizzazione dello stesso sia con quanto contenuto nella seconda edizione della Norma CEI 0-16, sia con le disposizioni di cui al decreto 22 gennaio 2008, n. 37, sostituendo i riferimenti al comma 36.4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07 con i rispettivi riferimenti di cui al decreto 22 gennaio 2008, n. 37, esplicitati come:
    a. responsabile tecnico da almeno cinque anni di imprese installatrici abilitate ai sensi dell'art. 3 del decreto 22 gennaio 2008, n. 37 per gli impianti di cui all'art. 1, comma 2, lettera a), del decreto stesso, ovvero
    b. professionista iscritto all'albo professionale per le specifiche competenze tecniche richieste, e che ha esercitato la professione per almeno cinque anni nel settore impiantistico elettrico, ovvero
    c. responsabile dell'ufficio tecnico interno dell'impresa non installatrice, in cui la cabina è installata, se in possesso dei requisiti tecnico professionali di cui all'art. 4 del decreto 22 gennaio 2008, n. 37 per gli impianti di cui all'art. 1, comma 2, lettera a) del decreto stesso."
- prorogare l'adozione delle soluzioni tecniche attualmente in vigore, e conformi alle regole tecniche adottate dalle singole imprese distributrici antecedentemente al presente provvedimento, fino al 31 marzo 2009 relativamente ai seguenti aspetti:
- con particolare riferimento al sistema di protezione generale:
    - protezione di massima corrente di fase con disponibilità della prima soglia dedicata alla rilevazione degli eventi di sovraccarico a tempo inverso, indicata come I>,
    - protezione contro i guasti a terra con due soglie di intervento,
    - prove di tipo funzionale al guasto a terra intermittente;

  con particolare riferimento al sistema di protezione di interfaccia:
    - protezione di minima tensione con due soglie di regolazione,
    - protezione di massima tensione concatenata con due soglie di regolazione,
    - protezione di minima frequenza con due soglie di regolazione,
    - protezione di massima frequenza con due soglie di regolazione;
- pubblicare la seconda edizione della Norma CEI 0-16, sia come aggiornata dal CEI in ordine a rettifiche di errori materiali ovvero a precisazioni e integrazioni finalizzate al miglioramento della comprensione del testo ovvero a garantire la corretta applicazione delle singole disposizioni.

Ritenuto inoltre opportuo:

- modificare l'articolo 36, comma 36.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07, stante l'avvenuta abrogazione della legge 5 marzo 1990, n. 46, da parte della legge 26 febbraio 2007, n. 17;

modificare l'articolo 11, dell'Allegato B alla deliberazione ARG/elt 33/08, al fine di consentire alle imprese distributrici l'effettuazione di controlli presso gli utenti al fine di verificare l'adeguatezza degli impianti alle disposizioni di cui al medesimo Allegato non solo a seguito dell'invio della dichiarazione di adeguatezza

DELIBERA

1. di non approvare le richieste di deroga presentate dall'impresa distributrice D'Anna & Bonaccorsi s.n.c.;
2. di approvare le richieste di deroga presentate dall'impresa distributrice AEM Torino Distribuzione S.p.A. solo relativamente agli aspetti correlati alle reti con tensione nominale pari a 5,4 e 6,3 kV, con riferimento alla prima soglia di massima corrente omopolare ed al valore di corrente omopolare per la protezione direzionale di terra, per un periodo pari a 10 anni;
3. di sostituire il contenuto dell'articolo 36, comma 36.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07 con quanto segue:
   "La dichiarazione di adeguatezza deve essere effettuata, con oneri a carico del cliente o altra utenza, da uno dei seguenti soggetti:
   a. responsabile tecnico da almeno cinque anni di imprese installatrici abilitate ai sensi dell'art. 3 del decreto 22 gennaio 2008, n. 37 per gli impianti di cui all'art. 1, comma 2, lettera a), del decreto stesso, ovvero
   b. professionista iscritto all'albo professionale per le specifiche competenze tecniche richieste, e che ha esercitato la professione per almeno cinque anni nel settore impiantistico elettrico, ovvero
   c. responsabile dell'ufficio tecnico interno dell'impresa non installatrice, in cui la cabina è installata, se in possesso dei requisiti tecnico professionali di cui all'art. 4 del decreto 22 gennaio 2008, n. 37 per gli impianti di cui all'art. 1, comma 2, lettera a) del decreto stesso.";
4. di prorogare al 1° aprile 2009 l'entrata in vigore delle disposizioni della Norma CEI 0-16 con riferimento ai seguenti aspetti, mantenendo validi, sino alla predetta data, gli equivalenti aspetti presenti nell'ambito delle regole tecniche autonomamente adottate dalle singole imprese distributrici:
   a. caratteristiche del Sistema di Protezione Generale (SPG) di cui all'Allegato D della Norma CEI 0-16:
      - protezione di massima corrente di fase con disponibilità della prima soglia dedicata alla rilevazione degli eventi di sovraccarico a tempo inverso, indicata come I>,
      - protezione contro i guasti a terra con due soglie di intervento,
      - prove di tipo funzionale al guasto a terra intermittente;
   b. caratteristiche del Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) di cui all'Allegato E della Norma CEI 0-16:
      - protezione di minima tensione con due soglie di regolazione,
      - protezione di massima tensione concatenata con due soglie di regolazione,
      - protezione di minima frequenza con due soglie di regolazione,
      - protezione di massima frequenza con due soglie di regolazione;
5. di sostituire l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 33/08, attualmente pubblicato sul sito *internet* dell'Autorità, con la seconda edizione della Norma CEI 0-16 predisposta dal CEI ed inviata all'Autorità di cui all'*Allegato A* al presente provvedimento;
6. di sostituire l'articolo 11, comma 11.3, dell'Allegato B alla deliberazione ARG/elt 33/08 con quanto segue:
   "Il rispetto dei requisiti tecnici di cui ai precedenti articoli 7, 8, 9 e 10 è verificabile dalle imprese distributrici attraverso la realizzazione di opportuni controlli.";

7. di inserire, all'Articolo 11 dell'Allegato B alla deliberazione ARG/elt 33/08, i seguenti commi:
   "11.7 Nel caso in cui il controllo evidenzi la non rispondenza dell'impianto ai requisiti tecnici di almeno uno degli articoli 7, 8, 9 o 10, l'impresa distributrice può revocare la dichiarazione di adeguatezza a decorrere dall'1 gennaio dell'anno in cui viene effettuato il controllo.
   Qualora la non rispondenza dell'impianto riguardi solamente i requisiti di cui all'articolo 7 o 8 e l'utente abbia già inviato la dichiarazione di adeguatezza, la successiva verifica di rispondenza comunicata all'impresa distributrice sarà relativa solamente agli impianti di cui ai predetti articoli, effettuata dai soggetti di cui all'articolo 36, comma 36.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07 e comunicata dall'utente all'impresa distributrice. Nelle more della predetta comunicazione all'utente sarà applicato il CTS maggiorato di cui all'articolo 15, comma 15.1, del presente provvedimento";

   "11.8 In caso di modifica dello stato neutro, con passaggio da neutro isolato a neutro compensato, l'utente fornisce all'impresa distributrice la conferma scritta dell'adeguatezza dei propri impianti al nuovo regime di neutro, con particolare riferimento alle disposizioni di cui ai commi A. 2.1, A. 2.2 e A. 3 dell'Allegato C al presente provvedimento e, qualora sia richiesta l'installazione della protezione direzionale di terra, di cui all'Allegato B, punto B1, prova n. 3 della Norma CEI 0-16 dell'Allegato A al presente provvedimento.";
8. di abrogare il comma 11.6 di cui all'Articolo 11 dell'Allegato B alla deliberazione ARG/elt 33/08;
9. di sostituire l'Allegato C alla deliberazione ARG/elt 33/08, con l'*Allegato C* di cui al presente provvedimento;
10. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
11. di pubblicare sul sito *internet* dell'Autorità il testo dell'Allegato B alla deliberazione ARG/elt 33/08 e della deliberazione n. 333/07 risultanti dalle modifiche introdotte dal presente provvedimento.

Milano, 6 agosto 2008

Il presidente: ORTIS

COPIA TRATTA DA GU

ALLEGATO *A*

NORMA ITALIANA CEI

Norma Italiana

CEI 0-16

Data Pubblicazione	*Edizione*
2008-07	Seconda
Classificazione	*Fascicolo*
0-16	9404

Titolo

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

Title

Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company

ELETTROTECNICA GENERALE E MATERIALI PER USO ELETTRICO

SOMMARIO

Il presente documento costituisce la seconda edizione della Norma CEI 0-16. Essa è stata edita dal CEI a seguito della richiesta di alcuni importanti organizzazioni ed Utenti che l'hanno sollecitata per migliorarla sia dal punto di vista editoriale, sia dal punto di vista della chiarezza per alcune prescrizioni tecniche.
Inoltre, alcuni contenuti della delibera n. 33/08 (Allegato C) dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) sono stati trasferiti nel presente documento al fine di agevolare l'utilizzo della Norma tecnica nella sua interezza.
La presente edizione, come la prima, fornisce le prescrizioni di riferimento per la corretta connessione degli impianti degli Utenti tenendo conto delle caratteristiche funzionali, elettriche e gestionali della maggior parte delle reti italiane. Le prescrizioni tengono conto sia delle esigenze della distribuzione dell'energia elettrica e della sicurezza funzionale delle reti, sia delle esigenze degli Utenti che dovranno essere connessi a queste ultime.
Tutti i Distributori, nel formulare in dettaglio ai loro Utenti le prescrizioni di connessione, attenendosi alla presente Norma, mettono in pratica un comportamento uniforme, trasparente e non discriminatorio sul territorio nazionale.
Le prescrizioni della presente Norma sono finalizzate alla connessione alle reti di distribuzione purché gli impianti dei relativi utenti siano conformi ad essa.
La presente Norma si applica alle nuove utenze e parzialmente anche alle esistenti: le regole per queste ultime sono fissate dall'AEEG.

DESCRITTORI / DESCRIPTORS

Distribuzione - Distribution; Rete AT - HV network; Rete MT - MV network; Utente attivo - Active consumer; Utente passivo - Passive consumer

COLLEGAMENTI/RELAZIONI TRA DOCUMENTI

Nazionali
Europei
Internazionali
Legislativi
Legenda

INFORMAZIONI EDITORIALI

Norma Italiana	CEI 0-16	*Pubblicazioni*	Norma Tecnica	*Carattere Doc.*	
Stato Edizione	In vigore	*Data Validità*		*Ambito Validità*	Nazionale
		In data			
		In data			
Varianti	Nessuna				
Ed. Prec. Fasc.	9251				
Comitato Tecnico	CT 0-Applicazione delle Norme e testi di carattere generale				
Approvata da	Presidente del CEI			*In data*	2008-7-2
Sottoposta a				*Chiusura in data*	2007-12-5
Gruppo Abb.	1	*Sezioni Abb.*	B		
ICS					
CDU					

- INE

INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la seconda edizione della Norma CEI 0-16.

Questa seconda edizione, pubblicata prima dell'entrata in vigore della Norma, si è resa necessaria per eliminare alcuni errori editoriali e per alcune richieste da parte di importanti Utenti tese a chiarire alcune prescrizioni che potevano dar luogo ad erronee interpretazioni.

Nel seguito si identificano le modifiche introdotte nella seconda edizione per agevolare gli Utenti del documento.

Riferimento	Testo precedente e motivazioni di modifica	Nuovo testo e motivazioni di modifica
Art. 2	Campo di applicazione	Variate le prime righe, precedenti gli alinea, per evidenziare che la Norma si applica anche alle reti di distribuzione non connesse al continente.
Paragr. 7.4	Nelle figure degli schemi in AT tutte le apparecchiature sono state individuate con lettere maiuscole delle quali sono state introdotte le legende suddivise per Utenti passivi e Utenti attivi. Inoltre è stato introdotto il testo nella colonna di fianco.	Si noti che i sezionatori di terra indicati seguono il principio di permettere la messa a terra in sicurezza di tutte le possibili fonti di alimentazione e quindi non sono indicate le messe a terra sul posto di lavoro che sono regolate da apposite procedure. Gli schemi indicati nelle figure 5B e 7B fanno eccezione al principio suddetto e possono essere adottati solo previo accordo con il Distributore tenendo comunque presente la necessità dell'accesso all'impianto di utenza per la connessione da parte del Distributore stesso in caso di messa a terra della linea AT.
Da Figura 4 a Figura 13	Figure riguardanti gli Utenti attivi e passivi della rete AT	Alle Figure per gli Utenti attivi sono stati indicati anche i TV per la messa in parallelo alla rete.
Figura 16	Schema generale	Sono state aggiornate le denominazioni secondo l'AEEG
Paragr. 8.4.1	Schema con singolo montante per MT	Modificata l'ottava riga aggiungendo il testo tra parentesi: (che non comprende quindi tutto il rimanente impianto d'utenza)
Figura 22	Impianto passivo con due montanti per MT	È stato tolto il collegamento di messa a terra della sbarra al sezionatore di ingresso all'Utente. È stato precisato che il sezionatore d'ingresso alla sbarra e la segnalazione con relé a cartellino sono opzionali. Tolto il riferimento ai soli utenti passivi
Paragr. 8.4.2	Modificata la prima riga dopo la Figura 22	È stato precisato che le protezioni sono $I>$ e $I>>$. Tolto il riferimento ai soli utenti passivi
Paragr. 8.5.11	Modificato il testo esistente "Per realizzare quanto previsto in 8.5.3.1, il Dispositivo Generale (DG nel seguito) può essere tipicamente costituito (salvo quanto disposto nel successivo paragrafo 8.6.1), da: – interruttore tripolare in esecuzione estraibile conforme alla Norma CEI EN 62271-200 con sganciatore di apertura; – interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore (eventualmente integrati in un unico involucro)."	Il testo iniziale è stato modificato per tener conto delle norme di riferimento anche per gli interruttori estraibili che hanno anche funzione di sezionamento: "Per realizzare quanto previsto in 8.5.3.1, il Dispositivo Generale (DG nel seguito) è tipicamente costituito (salvo quanto disposto nel successivo paragrafo 8.6.1), da: – interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura; – interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore (eventualmente integrati in un unico involucro). La funzione di sezionamento per il sezionatore di linea deve essere conforme alla CEI EN 62271-102 se fisso, oppure con la CEI 62271-200 se la funzione di sezionamento viene conseguita mediante l'estraibilità dell'interruttore."
Paragr. 8.5.12.3	Protezione di massima corrente di fase: modificate terza e quarta riga	– prima soglia ($I>$, attivazione opzionale): valore e tempo di estinzione da concordare con il Distributore;

Paragr. 8.5.12.3	Protezione di massima corrente omopolare: modificate le righe dalla seconda alla penultima esclusa, per suddividere tra reti a neutro isolato e neutro compensato. Aggiunta una frase in fondo alla descrizione della protezione.	Reti a neutro isolato – prima soglia (I_0> impiegata solo in assenza della 67N): valore 2 A; tempo di estinzione del guasto: 170 ms; – seconda soglia (I_0>>, impiegata solo con presenza 67N): valore 140 % della corrente di guasto monofase a terra comunicata dal Distributore; tempo di estinzione del guasto: 170 ms (salvo quanto disposto al successivo paragrafo 8.5.12.7) Reti a neutro compensato – prima soglia (I_0> impiegata solo in assenza della 67N): valore 2 A; tempo di estinzione del guasto: 450 ms (salvo i casi di Utenti con DG conforme a quanto disposto in 8.6.1, per i quali il tempo ammissibile per la completa estinzione del guasto a terra da parte del DG è elevabile a 800 ms); – seconda soglia (I_0>>, sempre presente anche con 67 N); valore 140 % della corrente di guasto monofase a terra comunicata dal Distributore (tipicamente, 70 A reti a 20 kV e 56 A per reti a 15 kV); tempo di estinzione del guasto: 170 ms (salvo quanto disposto al successivo paragrafo 8.5.12.7) In alternativa alle regolazioni sopra esposte, per gli utenti di reti a neutro compensato che non necessitano della protezione 67N, può essere impiegata la sola soglia I_0>, con le seguenti regolazioni: valore 2 A; tempo di estinzione del guasto: 170 ms.
Paragr. 8.5.12.4	Circuiti di comando: è stato chiarito il testo fino alla fine del paragrafo per evidenziare la necessità della presenza di un UPS ed il testo relativo ai comandi di tipo elettrico per evidenziare che non occorrono motorizzazioni.	Devono essere previsti opportuni accorgimenti atti a prevenire l'interruzione accidentale dei cavi di collegamento fra la PG e la bobina di apertura del DG. In alternativa alla bobina di apertura a mancanza di tensione, è possibile impiegare (per il comando del DG da parte della PG) una bobina di apertura a lancio di corrente, purchè la PG sia dotata di un opportuno sistema di controllo e registrazione atto a consentire le verifiche del caso. Le caratteristiche di tale sistema di controllo e registrazione sono riportate in Allegato D. In questo caso (circuito di comando a lancio di corrente), il contatto NA della PG deve essere aperto in presenza di alimentazione ausiliaria. In ogni caso (minima tensione o lancio di corrente con data logger), i circuiti di comando relativi a PG e DG, il PG e l'eventuale data logger devono essere alimentati dalla medesima tensione ausiliaria, la cui disponibilità deve essere garantita da un UPS o batterie in tampone per almeno un'ora. I comandi di apertura degli interruttori devono essere di tipo elettrico.
Paragr. 8.5.12.7	Modificate la quinta e sesta riga	L'impiego dei medesimi sistemi per l'eliminazione selettiva dei guasti polifasi (e doppi monofasi a terra) è possibile purché la parte di rete MT di Utente tra il DG
Paragr. 8.7.2	Modificate le prime 2 righe	Modificata la frase perché la Norma 0-16 prevale sulla Norma CEI 11-20.
Paragr. 8.7.4.1	Modificato il quinto e il penultimo capoverso.	Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico (in MT o in BT) e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori Qualora necessità impiantistiche lo imponessero, è ammesso l'utilizzo di più protezioni di interfaccia (al limite una per ogni singolo generatore); per non degradare l'affidabilità del sistema, il comando di scatto di ciascuna protezione deve agire su tutti i DDI presenti in impianto, in modo che una condizione anomala rilevata anche da un solo SPI disconnetta tutti i generatori dalla rete. Nel caso di richiesta di installazione di generatori nell'ambito di impianti esistenti, connessi alla rete da almeno un anno, qualora la potenza complessiva dei generatori non superi i 1000 kW, è possibile installare non più di tre DDI (in MT e/o in BT), ciascuno dei quali può al massimo sottendere 400 kW.
Paragr. 8.7.5.1	Eliminato il testo indicato nella colonna a fianco	Qualora la potenza sia generata in bassa tensione per un valore inferiore a 50 kVA, è possibile asservire il dispositivo di interfaccia installato direttamente sull'impianto BT ad un sistema di protezione costituito da relé di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione secondo quanto previsto dall'Allegato E.
Paragr. dal 8.7.5.3 al 8.7.5.5	Modificati i titoli perché errati	

B.1	Inserito testo tecnico dell'Allegato C della Delibera 33/08 alla Norma CEI 0-16. E' stata aggiunta una tabella quando sia presente la protezione 67.	Vedere , in particolare, il primo, secondo e terzo alinea e la Tabella "Grandezze da applicare, valori di regolazione e risultati attesi per la verifica di DG equipaggiati con PG avente funzione di protezione 67"
D.2.4.7.1	I file COMTRADE sono stati sostituiti con file binari e ASCII.	
D.3.3.1	Esempio di possibile modalità di verifica della soglia direzionale di terra in SPG integrati che facciano uso di 3 trasduttori di corrente di fase	All'esempio di Figura 27, sono state aggiunte due alternative. Vedere pag. 139 e Figura 28 e Figura 29
C.1.4.4 D.2.5 D.3.5 D.4.4 E.3.12	Sono stati uniformati tutti i paragrafi relativi alla "Conformità delle Apparecchiature"	La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore medesimo, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione. La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 20 anni dall'ultima produzione,. La medesima documentazione deve comunque essere resa disponibile al Distributore a cura del Costruttore sul proprio sito web. La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo. L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) previste deve avvenire presso un laboratorio accreditato secondo EN 17025 da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA) (in Italia l'Ente accreditante è il SINAL). Le prove funzionali possono in alternativa avvenire: a) presso il laboratorio di cui sopra, oppure b) presso i laboratori del costruttore, o laboratori esterni non accreditati. In questo caso (lettera b), le prove devono avvenire sotto la sorveglianza e responsabilità di apposito organismo certificatore che abbia i requisiti della EN 45011 o, in alternativa, sotto la sorveglianza e responsabilità del laboratorio accreditato SINAL presso il quale sono state fatte le prove EMC. Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.
Tabella 15	Modificata ultima riga, prima e seconda colonna	2000 (sicuro intervento) e non tarabile
Da Tab. 28 a Tab. 31	Modificate ultime due righe prima colonna	Soglia 27.S2 (attivazione opzionale) Tempo di intervento soglia 27.2
E.3.11.4	Modificato esplicitando	Per i circuiti voltmetrici, la sovraccaricabilità deve essere: – permanente ≥1,3 V_n; – transitoria (1 s) ≥2 V_n.
Allegato G	L'elenco delle protezioni è stata modificata trasformandola in Tabella ed aggiungendo una colonna dedicata ai tempi di intervento	Vedi ultima pagina della Norma.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

INDICE

3.35 - *Livello di compatibilità*

3.36 - *Livello di emissione*

3.37 - *Livello di emissione trasferita*

3.38 - *Pianificazione della rete di distribuzione*

3.39 - *Potenza efficiente*

3.40 - *Potenza disponibile*

3.41 - *Potenza immessa nella rete*

3.42 - *Potenza nominale*

3.43 - *Programmazione dell'esercizio*

3.44 - *Punto di confine*

3.45 - *Punto di consegna*

3.46 - *Punto di connessione*

3.47 - *Punto di immissione*

3.48 - *Punto di prelievo*

3.49 - *Rete (rete di distribuzione, rete di distribuzione pubblica)*

3.50 - *Rete AT*

3.51 - *Rete AAT*

3.52 - *Rete BT*

3.53 - *Rete in isola*

3.54 - *Rete MT*

3.55 - *Rete previsionale*

3.56 - *Rifiuto di carico*

3.57 - *Richiusura rapida*

3.58 - *Servizi ausiliari di rete*

3.59 - *Servizi ausiliari per impianti di produzione*

3.60 - *Servizio di regolazione della frequenza*

3.61 - *Servizio regolazione della tensione*

3.62 - *Sistema di Protezione Generale (SPG)*

3.63 - *Stazione/cabina di connessione*

3.64 - *Servizio di interrompibilità del carico*

3.65 - *Sistema con neutro efficacemente a terra*

3.66 - *Tensione armonica*

3.67 - *Tensione di esercizio dichiarata (tensione dichiarata)*

3.68 - *Utente della rete (Utente)*

3.69 - *Soggetto che utilizza la rete per immettere o prelevare energia elettrica*

3.70 - *Unità di consumo*

3.71 - *Unità di consumo non rilevanti*

3.72 - *Unità di consumo rilevanti*

3.73 - *Unità di produzione*

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

REGOLA TECNICA DI RIFERIMENTO PER LA CONNESSIONE DI UTENTI ATTIVI E PASSIVI ALLE RETI AT ED MT DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI DI ENERGIA ELETTRICA

Parte 1 – Oggetto, scopo e definizioni

1 Oggetto e scopo della Norma

La presente Norma ha lo scopo di definire i criteri tecnici per la connessione degli Utenti alle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata superiore a 1 kV fino a 150 kV.(1)

Le soluzioni tecniche indicate nel presente documento rappresentano lo stato dell'arte attualmente praticabile. Soluzioni alternative rispetto a quelle qui indicate, in grado di ottenere le stesse prestazioni richieste in termini di affidabilità e di sicurezza, possono essere praticate, a condizione che siano preventivamente sottoposte ed accettate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (nel seguito AEEG) su proposta di un'apposita Commissione Tecnica costituita in accordo con la stessa AEEG.

Gli impianti oggetto della presente Norma devono essere costruiti a regola d'arte e a tal fine è sufficiente la rispondenza alle norme del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI). I riferimenti a tutte le norme CEI nel presente testo devono essere intesi in tal senso(2).

2 Campo di applicazione

La presente Norma si applica a tutte le reti delle imprese distributrici di energia elettrica. Per le reti non connesse al continente, i parametri caratteristici che possono differire dalla presente Norma a seguito della mancanza del predetto collegamento al continente, e comunque sempre nel rispetto di quanto previsto nella CEI EN 50160, devono essere esplicitati dalle imprese distributrici al momento della richiesta di connessione.

La presente Norma si applica agli impianti elettrici degli Utenti dei servizi di distribuzione e di connessione alle reti di distribuzione, nel seguito denominati Utenti della rete (Utenti). Gli Utenti della rete sono i soggetti titolari di:

- impianti di utilizzazione non comprendenti unità di consumo rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica;
- impianti di utilizzazione comprendenti unità di consumo rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica (a questi impianti si applicano inoltre le regole tecniche stabilite dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (nel seguito, Gestore) per gli aspetti riguardanti il dispacciamento);
- impianti di produzione non comprendenti unità di produzione rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica,
- impianti di produzione comprendenti unità di produzione rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica (a questi impianti si applicano inoltre le regole tecniche stabilite dal Gestore per gli aspetti riguardanti il dispacciamento, la misura, la programmazione delle manutenzioni, nonché per aspetti riguardanti i dispositivi di controllo e protezione)(3);
- reti interne di utenza, come definite dalle vigenti disposizioni dell'AEEG;
- reti di distribuzione nell'ambito della realizzazione e del mantenimento della connessione tra reti di distribuzione.

---

(1) Le prescrizioni della presente Norma si applicano per analogia anche ai limitatissimi casi di connessioni di Utenti a cabine primarie con livelli di tensione 220 kV/ MT, con riferimento alla sola connessione in antenna da CP.

(2) L'esecuzione di attività elettriche necessarie al soddisfacimento tecnico-amministrativo dei lavori, cui darà luogo la presente Norma, possono essere affidate ad imprese appaltatrici. In tal caso, si raccomanda che le imprese appaltatrici delle suddette attività siano qualificate da appositi Organismi all'uopo costituiti. Qualora ciò avvenga, è opportuno che gli Organismi qualificatori che si propongono, e le imprese che volessero qualificarsi presso gli stessi Organismi, facciano riferimento alla Specifica tecnica costituita dal documento europeo CEI TS 50349:2007. Naturalmente, le procedure/prescrizioni previste nella predetta Specifica Tecnica avranno carattere di orientamento e potrebbero essere adattate alle peculiarità delle diverse situazioni possibili: in particolare, in ragione della tipologia delle attività cui si voglia partecipare e dell'entità degli appalti cui si vuole accedere.

(3) In fase di richiesta della connessione, l'Utente ha come interfaccia il Gestore della Rete. Successivamente, a connessione stabilita, in fase di esercizio, il soggetto titolare di impianti di produzione comprendenti unità di produzione rilevanti si rapporterà anche con il Distributore. A tale scopo, il Regolamento di Esercizio (previsto nell'ambito del Contratto per la Connessione) deve essere redatto congiuntamente dall'Utente, dal Distributore e dal Gestore di rete.

COPIA

La presente Norma si applica alle nuove connessioni (applicazione integrale); la sua applicazione agli impianti degli Utenti già connessi è definita dall'AEEG.

3 Definizioni - convenzioni

Convenzionalmente, nel seguito della presente Norma, la dizione "a monte" identifica i circuiti verso la rete rispetto al punto considerato; dualmente, la dizione "a valle" identifica i circuiti verso l'impianto di Utente rispetto al punto considerato.

Ai fini della presente Norma si applicano le seguenti definizioni.

3.1 Buco di tensione

Diminuzione improvvisa della tensione di alimentazione ad un valore compreso tra il 90% e l'1% della tensione nominale U_n seguita da un ripristino dopo un breve periodo di tempo; il buco di tensione può interessare una o più fasi ed è denominato unipolare, bipolare o tripolare se rispettivamente interessa una, due o tre fasi.

La profondità di un buco di tensione è definita come differenza tra il minimo valore efficace della tensione tra le fasi durante il buco e la tensione dichiarata tra le fasi.

La durata di un buco di tensione è la differenza temporale tra l'istante di inizio della diminuzione della tensione e l'istante nel quale la stessa tensione ritorna oltre il 90% della tensione nominale.

3.2 Cabina Primaria (CP)

Stazione elettrica alimentata in AT, provvista di almeno un trasformatore AT/MT dedicato alla rete di distribuzione.

3.3 Carichi essenziali (relativi a impianti di produzione)

Carichi elettrici direttamente associati al processo di produzione di energia elettrica del produttore ed indispensabili alla continuità dello stesso processo di produzione di energia elettrica.

3.4 Carichi privilegiati (relativi a impianti di produzione)

Parte dei carichi elettrici presenti nell'impianto (ai fini della presente Norma, nell'impianto di produzione), cui l'Utente intende garantire una particolare continuità. In caso di funzionamento separato dalla rete elettrica di distribuzione, i carichi privilegiati sono tipicamente alimentati dall'impianto di produzione dopo l'apertura dell'interruttore di interfaccia. I carichi privilegiati comprendono i carichi essenziali.

3.5 Carichi propri

Tutti i carichi elettrici presenti nell'impianto di produzione di energia elettrica o a questo direttamente connessi senza l'interposizione della rete di distribuzione.

3.6 Cavo di collegamento

Tratto di cavo, completo di terminazioni, che collega il punto di consegna ai morsetti di entrata del Dispositivo Generale di Utente MT. In proposito vedasi anche la Fig. 19.

3.7 Compatibilità elettromagnetica (EMC)

Capacità di un dispositivo (apparecchiatura o sistema) di funzionare correttamente nel suo ambiente elettromagnetico, senza introdurre nell'ambiente stesso disturbi elettromagnetici superiori all'emissione consentita.

3.8 Connessione

Collegamento ad una rete di un impianto elettrico per il quale sussiste, almeno in un punto, la continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la rete medesima.

3.9 Dispositivo di parallelo

Apparecchiatura automatica che permette di effettuare il parallelo tra reti o tra rete e generatore.

3.10 Dispositivo di generatore

Apparecchiatura di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione.

3.11 Dispositivo di interfaccia

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

3.12 Dispositivo di montante

Apparecchiatura di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione di un intero montante dell'Utente dalla rete.

3.13 Dispositivo generale di Utente (DG)

Apparecchiatura di manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete.

3.14 Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui dispone.

3.15 Esercizio

Insieme delle attività finalizzate al funzionamento con continuità di un determinato sistema o impianto elettrico. L'esercizio degli impianti comprende, tra l'altro, le attività di conduzione e pronto intervento.

3.16 Fabbisogno

Domanda di energia elettrica che il sistema elettrico nazionale deve soddisfare; presenta un andamento temporale variabile, nel corso della giornata, del mese e dell'anno.

3.17 Flicker

Impressione soggettiva della variazione della luminanza di lampade ad incandescenza, o fluorescenti, dovuta a fluttuazioni rapide della tensione di alimentazione.

L'intensità di questo tipo di disturbo viene definita in osservanza con il metodo di misura UIE-IEC, e viene valutata mediante le seguenti quantità:

- severità di breve durata del flicker (P_{st}), misurata in un intervallo di 10 min;
- severità di lunga durata del flicker (P_{lt}), calcolata a partire da una sequenza di 12 valori di P_{st} su un intervallo di 2 h.

3.18 Funzionamento della rete in condizioni eccezionali

Condizioni di funzionamento della rete, normalmente di breve durata, che seguono le separazioni di rete, la perdita di grandi porzioni di carico e/o di grandi produzioni, ecc.

3.19 Funzionamento della rete in condizioni normali

Condizioni di funzionamento della rete nella quale viene soddisfatta pienamente la richiesta di energia elettrica senza modificare le condizioni di sicurezza e senza che, in regime stazionario, vengano superati i limiti di funzionamento di alcun componente del sistema elettrico.

3.20 Funzionamento in isola

Possibilità di alimentare una rete in isola da parte di un impianto di produzione di energia elettrica.

3.21 Gestore della RTN (Rete di Trasmissione Nazionale)

Soggetto che esercita le funzioni di dispacciamento, di sviluppo ed esercizio relative alla Rete di Trasmissione Nazionale.

COP.

3.22 Grado di dissimmetria della tensione

È il rapporto tra l'ampiezza della componente di sequenza inversa e quella di sequenza diretta di un sistema trifase di tensioni. In un sistema trifase, la dissimetria è la condizione nella quale i valori efficaci delle tensioni di fase e/o gli angoli di fase tra fasi consecutive non sono uguali.

3.23 Gruppo di generazione

Complesso costituito dall'insieme del motore primo e del generatore elettrico.

3.24 Impianto di produzione

Insieme del macchinario, dei circuiti, dei servizi ausiliari, delle apparecchiature e degli eventuali carichi per la generazione di energia elettrica.

3.25 Impianto di autoproduzione

Ai fini della presente Norma, l'impianto di autoproduzione è un particolare impianto di produzione.

3.26 Impianto di cogenerazione

Ai fini della presente Norma, l'impianto di cogenerazione è un particolare impianto di produzione, tipicamente destinato alla produzione di energia e calore.

3.27 Impianto di utenza (o di Utente)

Impianto di produzione o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente.

3.28 Impianto utilizzatore

Insieme del macchinario, dei circuiti, delle apparecchiature destinate all'utilizzo di energia elettrica.

3.29 Impianto per la connessione

L'insieme degli impianti necessari per la connessione alla rete di un impianto di utenza.

3.30 Impianto di rete per la connessione

La porzione di impianto per la connessione di competenza del Distributore (vedi Fig. 16).

3.31 Impianto di rete per la consegna (Impianto di Consegna)

La porzione di impianto di rete per la connessione adiacente all'impianto di utenza per la connessione, installata su aree (in locali) messe a disposizione dall'Utente, tipicamente al confine tra la proprietà dell'Utente medesimo e il suolo pubblico. Il punto di consegna è individuato al confine tra l'impianto di rete per la consegna e l'impianto di utenza per la connessione (vedi Fig. 16).

3.32 Impianto di utenza per la connessione

La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione (vedi Fig. 16).

3.33 Interruzione dell'alimentazione

Condizione nella quale la tensione tra le fasi è inferiore all'1% della tensione nominale U_n.

L'interruzione si definisce lunga, se ha durata maggiore di 3 min, breve se ha durata maggiore di 1 s e non superiore a 3 min, transitoria se non superiore ad 1 s.

3.34 Limite di emissione Utente

Massima emissione di disturbo in rete consentita all'Utente connesso alla rete stessa.

3.35 Livello di compatibilità

Valore di disturbo elettromagnetico, con assegnata probabilità di non essere superato, cui può essere esposta un'apparecchiatura funzionante all'interno di un sistema elettrico.

3.36 Livello di emissione

Valore di disturbo elettromagnetico, con assegnata probabilità di non essere superato, generato da un'apparecchiatura funzionante all'interno di un sistema elettrico.

3.37 Livello di emissione trasferita

Massimo valore di disturbo elettromagnetico trasferibile ad una rete con un certo livello di tensione da parte di reti con altri livelli di tensione.

3.38 Pianificazione della rete di distribuzione

Attività finalizzata alla previsione dello sviluppo della rete di distribuzione su un orizzonte temporale di alcuni anni. Ai fini delle connessioni, le informazioni da fornire all'Utente da connettere si riferiscono al piano di sviluppo correntemente previsto dal Distributore all'atto della richiesta di connessione.

3.39 Potenza efficiente

Potenza attiva massima erogabile, di un gruppo o di un impianto di generazione, che può essere prodotta con continuità (tipico dei gruppi di produzione termoelettrici) o per un determinato numero di ore (tipico dei gruppi di produzione idroelettrici).

3.40 Potenza disponibile

Massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che l'Utente finale sia disalimentato. La potenza disponibile è la potenza per la quale è stato corrisposto il contributo di connessione (allacciamento).

3.41 Potenza immessa nella rete

Potenza attiva che transita sul collegamento o sui collegamenti fra l'impianto di produzione e la rete. Detta potenza può essere inferiore alla potenza efficiente dell'impianto di produzione.

3.42 Potenza nominale

Potenza apparente massima a cui un generatore o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate.

3.43 Programmazione dell'esercizio

Insieme di attività che consentono di assicurare la copertura ottimale del fabbisogno, in energia ed in potenza, con prefissati livelli di rischio e di qualità.

3.44 Punto di confine

Punto tra la rete e l'impianto di Utente per la connessione, dove avviene la separazione di proprietà tra rete e Utente.

3.45 Punto di consegna

Punto tra la rete e l'impianto di Utente per la connessione, dove avviene lo scambio dell'energia tra rete e Utente (vedi Fig. 16 per AT, e Fig. 19 per MT). Esso può coincidere con il punto di confine.

3.46 Punto di connessione

Punto della rete (nell'assetto preesistente la connessione) nel quale si inserisce l'impianto di rete per la connessione (vedi Fig. 16).

3.47 Punto di immissione

Punto di immissione come definito ai sensi delle vigenti disposizioni regolatorie (Delibera 5/04 AEEG).

3.48 Punto di prelievo

Punto di prelievo come definito ai sensi delle vigenti disposizioni regolatorie (Delibera 5/04 AEEG).

COPIA

-INE

3.49 Rete (rete di distribuzione, rete di distribuzione pubblica)

Rete elettrica AT o MT alla quale possono collegarsi gli Utenti, gestita da un'impresa distributrice.

3.50 Rete AT

Sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 45 kV fino a 150 kV compreso (livelli di tensione superiori non sono considerati nella presente Norma).

3.51 Rete AAT

Sistema a tensione nominale tra le fasi oltre 150 kV.

3.52 Rete BT

Sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 50 V fino a 1 kV compreso se in c.a. o superiore a 120 V fino a 1,5 kV compreso se in c.c.

3.53 Rete in isola

Porzione di rete elettrica non connessa con la restante rete elettrica di distribuzione pubblica.

3.54 Rete MT

Sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV se in c.a. o superiore a 1,5 kV se in c.c. fino a 45 kV compreso.

3.55 Rete previsionale

Assetto della rete di distribuzione come risultante dall'attività di pianificazione definita in 3.38.

3.56 Rifiuto di carico

Condizione di funzionamento di un gruppo di generazione, il quale, dopo un distacco dalla rete per eventi esterni, continua ad alimentare i propri servizi ausiliari, in modo da poter effettuare nel più breve tempo possibile il rientro in parallelo con la rete.

3.57 Richiusura rapida

Richiusura automatica unipolare o tripolare di un interruttore che avviene di Norma entro 1 s dalla precedente apertura automatica per guasto.

3.58 Servizi ausiliari di rete

Servizi necessari a sostenere la distribuzione dell'energia elettrica ed a mantenere il funzionamento affidabile della rete.

3.59 Servizi ausiliari per impianti di produzione

Servizi direttamente necessari al funzionamento dell'impianto di produzione.

3.60 Servizio di regolazione della frequenza

Azione di mantenimento della frequenza a 50 Hz attraverso il bilancio tra potenza immessa nella rete, potenza prelevata e perdite.

3.61 Servizio regolazione della tensione

Azione di mantenimento delle tensioni nei nodi della rete entro limiti specificati.

3.62 Sistema di Protezione Generale (SPG)

Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale, composto da:

- trasduttori di corrente (e, se previsti, trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relé di protezione;
- relé di protezione con relativa alimentazione;
- circuiti di apertura dell'interruttore.[4]

---

(4) Ai fini della presente Norma, il SPG non comprende il DG. Una o più funzioni del SPG possono essere assolte da un unico dispositivo (SPG integrato).

3.63 Stazione/cabina di connessione

Stazione/cabina elettrica facente parte della rete cui l'impianto di consegna è collegato da una o più linee elettriche. (La stazione/cabina di connessione, tipicamente, è preesistente all'impianto di consegna e all'impianto dell'Utente).

3.64 Servizio di interrompibilità del carico

Servizio fornito dalle unità di consumo rilevanti connesse a reti con obbligo di connessione di terzi dotate, in ogni singolo punto di prelievo, di apparecchiature di distacco del carico conformi alle specifiche tecniche definite dal Gestore e disponibili a distacchi di carico con le modalità definite dal Gestore stesso.

3.65 Sistema con neutro efficacemente a terra

Sistema nel quale, in caso di contatto franco a terra di una fase, la tensione verso terra delle fasi sane, escluso il periodo transitorio, non supera in nessun punto l'80% della tensione nominale tra le fasi.

3.66 Tensione armonica

Tensione sinusoidale la cui frequenza è un multiplo intero della frequenza fondamentale della frequenza di rete.

La tensione armonica è valutata in base a:

- l'ampiezza relativa alla componente fondamentale,
- l'effetto complessivo di più armoniche, che è rappresentato dal fattore di distorsione armonica THD definito come

$$THD = \sqrt{\sum_{b=2}^{40} (u_b)^2}$$

dove u_b è il rapporto tra l'ampiezza della componente armonica e l'ampiezza della componente fondamentale.

3.67 Tensione di esercizio dichiarata (tensione dichiarata)

La tensione di esercizio dichiarata è normalmente la tensione nominale del sistema U_n. Se, per accordo tra il Distributore e l'Utente, viene fornita nel punto di consegna una tensione diversa dalla nominale, allora la tensione di esercizio dichiarata è questa tensione concordata.

3.68 Utente della rete (Utente)

Soggetto che utilizza la rete per immettere o prelevare energia elettrica.

3.69 Unità di consumo

Insieme di impianti elettrici per il consumo di energia elettrica connessi alla rete, anche indirettamente, tali che i prelievi di energia elettrica da parte di tali insiemi siano misurabili autonomamente.

3.70 Unità di consumo non rilevanti

Tutte le Unità di consumo non rientranti nella definizione di Unità di consumo rilevanti.

3.71 Unità di consumo rilevanti

Unità di consumo i cui programmi di prelievo risultano rilevanti, tenendo conto della potenza disponibile della medesima e dei limiti della capacità di trasporto, ai fini della previsione da parte del Gestore del fabbisogno di risorse per il dispacciamento.

3.72 Unità di produzione

Insieme di impianti elettrici, per la produzione di energia elettrica, connessi alle reti di distribuzione anche per il tramite di linee dirette o di reti interne d'utenza, tali che le immissioni di energia elettrica relative a tale insieme siano misurabili autonomamente. Le unità reversibili di generazione e pompaggio sono considerate unità di produzione.

COP

3.73 Unità di produzione rilevanti

Unità di produzione con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA (si veda il Codice di Rete).

3.74 Unità di produzione non rilevanti

Tutte le Unità di produzione non rientranti nella definizione di Unità di produzione rilevanti.

3.75 Variazione della tensione

Aumento o diminuzione della tensione generalmente provocato dalla variazione del carico e/o della generazione totale del sistema o di una parte di esso.

3.76 Variazione rapida della tensione

Variazione del valore efficace della tensione tra due livelli consecutivi stabili. Si considerano livelli stabili se mantenuti per tempi prestabiliti (ad esempio, 200 ms).

Parte 2 – Caratteristiche degli utenti, delle reti, dei criteri per la scelta del livello di tensione e degli schemi di connessione alle reti AT ed MT

4 Caratteristiche degli Utenti e loro classificazione

Gli Utenti direttamente connessi alla rete di distribuzione AT e MT sono soggetti esercenti:

- impianti di produzione;
- impianti di utilizzazione;
- reti interne di utenza, secondo le definizioni dell'AEEG;
- reti di distribuzione (nell'ambito dello stabilimento e del mantenimento delle connessioni tra reti di distribuzione).

Ai fini delle regole tecniche di connessione, in particolare di cui agli articoli 7 e 8, gli Utenti della rete di distribuzione si distinguono in:

- Utenti attivi. A tale categoria di Utenti appartengono gli impianti che contengono qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la rete.
- Utenti passivi. A tale categoria appartengono tutti gli impianti non ricadenti nella definizione precedente.

4.1 Impianti utilizzatori

Ai fini della presente Norma, gli impianti utilizzatori possono essere caratterizzati secondo i seguenti criteri:

- potenza;
- sensibilità dei carichi alla qualità dell'alimentazione;
- disturbi immessi in rete;
- interrompibilità.

Tali criteri, non esaustivi, hanno lo scopo di caratterizzare, in maniera semplificata, gli impianti di utilizzazione rispetto alle loro esigenze minime e ai fattori che le influenzano.

4.1.1 Sensibilità dei carichi alla qualità dell'alimentazione

Gli impianti utilizzatori possono essere caratterizzati in funzione della sensibilità alla continuità del servizio e alle diverse caratteristiche della tensione nelle due seguenti categorie:

- carichi non sensibili;
- carichi sensibili.

I carichi possono essere sensibili alla continuità dell'alimentazione (interruzioni dell'alimentazione) e alle diverse caratteristiche della tensione, quali:

- buchi di tensione;
- variazioni di tensione;
- sovratensioni;
- variazioni di frequenza;
- armoniche;
- dissimmetria della tensione trifase.

Un elenco non esaustivo di apparecchi sensibili è riportato in Tab. 1.

COP.

Tabella 1 – Apparecchi sensibili

	FENOMENO CONSIDERATO	APPARECCHIO SENSIBILE	CONSEGUENZE
(a)	Buchi di tensione: $\Delta V \leq 30\% \ V_N$ $\Delta t \leq 60 \div 100$ ms	Apparati elettronici digitali di controllo di processo o macchinari calcolatori in genere	Arresti e/o anomalie dei processi/macchinari
		Azionamenti a velocità variabile (elettronica di potenza)	Interventi delle protezioni dell'elettronica di potenza
	Buchi di tensione: $\Delta V \geq 30\% \ V_N$ $\Delta t \leq 60 \div 100$ ms	In aggiunta a quanto sopra, caduta dei dispositivi elettromeccanici (relé ausiliari, teleruttori)	Arresto quasi globale di tutte le utenze
(b)	Sovratensioni non impulsive (lunga durata)	Motori e macchine elettriche Bobine di contattori Lampade a incandescenza	Riduzione di vita degli isolamenti
	Variazioni lente di tensione $\Delta V = \pm 10\% \ V_N$	Impianti di illuminazione Gli stessi apparecchi di **(a)** e **(b)**	In caso di riduzione, rallentamento o arresto di motori elettrici: le stesse conseguenze di **(a)** e **(b)**
	Sovratensioni impulsive	Componenti elettronici sia di controllo che di potenza.	Perforazione isolamenti
		Motori, cavi e macchinario elettrico in genere	Danneggiamento ai circuiti elettronici
	Transitori di commutazione (ponti convertitori, tecniche chopper)	Linee trasmissione dati e segnali a basso livello di potenza. Apparecchi elettronici di controllo	Malfunzionamento dei sistemi di controllo e di elaborazione dati.
	Armoniche	Condensatori	Sovrariscaldamento e danneggiamento condensatori
		Relé di protezione	Interventi intempestivi relé di protezione
		Collegamenti a basso livello di potenza	Malfunzionamento sistemi di controllo e trasmissione dati
		Motori e macchine rotanti	Incremento delle perdite di motori, trasformatori e cavi e conseguente.Sovrariscaldamento
		Trasformatori	
		Cavi elettrici	
	Dissimmetrie e squilibri	Motori elettrici e macchine rotanti in genere	Sovrariscaldamento

4.1.2 Carichi disturbanti

Gli impianti di utilizzazione possono essere caratterizzati in funzione dei disturbi immessi in rete nelle seguenti categorie:

- carichi non disturbanti;
- carichi distorcenti (carichi non lineari tra cui azionamenti a velocità variabile, lampade, convertitori statici, elettrodomestici, forni ad arco, saldatrici, trasformatori, motori, ecc.);
- carichi fluttuanti (saldatrici, motori di taglia elevata avviati direttamente i modo ripetuto nel tempo, inserzione di trasformatori, ecc.).

Un elenco non esaustivo di apparecchi disturbanti è riportato in Tab. 2

Tabella 2 – Apparecchi disturbanti

APPARECCHI	DISTURBI GENERATI					
	SQ	FT	VT	AR	FS	RE
Riscaldamento a resistenza	(1)		(2)	(3)		
Forni domestici						
– Microonde	(1)		•		•	•
– infrarossi	(1)		•			
Forni industriali						
– a induzione	•		•	•	•	•
– HF			•	•	•	•
– UHF			•	•	•	•
– Plasma			•			
– arco	•	•	•	•	•	
Saldatrici						
– a resistenza	•	•	•			
– ad arco		•	•	(3)		
Motori						
– asincroni (es. per compressori)	•	•	•	•		
– a velocità variabile	•	•		•		
Trasformatori			•	•		
Convertitori						
– ca/cc			•	•		
– ca/ca e ciclo-convertitori			•	•	•	
Elettroerosione				•		
Lampade a scarica				•		
Televisori				•	•	
Radiologia				•	•	

Legenda

SQ = dissimmetrie e squilibri
FT = fluttuazioni di tensione (flicker)
VT = variazioni di tensione
AR = armoniche
FS = frequenze spurie
RE = radioemissione
(1) se monofase
(2) all'inserzione, quando la potenza non è piccola rispetto a quella di cortocircuito della rete
(3) se a controllo elettronico

Tutti i carichi presenti sull'impianto dell'Utente, se disturbanti, devono rispettare le Norme CEI che regolamentano i disturbi condotti e indotti nella rete cui essi sono collegati, al fine di non introdurre degrado alla qualità del servizio della rete.

I disturbi massimi che possono essere immessi nella rete sono indicati dal Distributore tenendo conto dei margini disponibili nella zona di rete interessata e riguardano:

- variazioni di tensione (lente e rapide);
- fluttuazioni di tensione (flicker);
- armoniche;
- squilibrio delle fasi.

COPIA

Per la definizione di queste grandezze, il riferimento normativo è la Norma CEI EN 50160. Per i criteri di valutazione, un attuale riferimento tecnico (pur non esaustivo di tutti i fenomeni sopra citati) è rappresentato dai rapporti tecnici IEC TR 61000-3-6 per le armoniche, IEC TR 61000-3-7(5) per il flicker e variazioni rapide e IEC TR 61000-3-13 per gli squilibri.

4.1.3 Utenti interrompibili

Si definiscono Utenti Interrompibili quegli Utenti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura del servizio di interrompibilità limitatamente ad alcuni carichi all'interno del proprio sito industriale.

L'architettura di controllo prevede che l'Utente Interrompibile debba dotarsi di un collegamento per la trasmissione dati tra il proprio sito industriale ed una sede del Gestore, generalmente la più vicina. Inoltre, presso il sito industriale è installata una macchina di teleoperazioni, denominata Unità Periferica di Distacco Carichi (UPDC) che acquisisce la misura del carico asservito in tempo reale e quella di tutto il sito industriale, nonché altre informazioni ausiliarie, ed attua il comando di distacco su ordine proveniente dalle sale controllo del Gestore.

4.2 Impianti di produzione

Ai fini della presente Norma, gli impianti di produzione di energia sono classificati soltanto in relazione alla potenza e ai disturbi immessi in rete.

4.2.1 Potenza

La potenza efficiente degli impianti di produzione influisce sulla scelta del livello di tensione della connessione alle reti di distribuzione.

4.2.2 Impianti di produzione disturbanti

Gli impianti di produzione possono essere catalogati in funzione dei disturbi immessi in rete nelle seguenti categorie:

- impianti non disturbanti;
- impianti connessi tramite dispositivi distorcenti (per esempio impianti connessi tramite convertitori statici);
- impianti a produzione fluttuante (per esempio impianti eolici).

Un elenco non esaustivo degli impianti di produzione disturbanti è riportato in Tab. 3.

(5) Per le variazioni rapide, è allo studio un metodo per la valutazione delle stesse, basato sulla comparazione tra la potenza di cortocircuito nel nodo di connessione e la potenza disponibile all'Utente. L'Allegato F contiene alcuni valori informativi tratti da tale studio.

Tabella 3 – Impianti di produzione disturbanti

IMPIANTI DI PRODUZIONE	DISTURBI GENERATI					
	SQ	FT	VT	AR	FS	RE
Impianti eolici connessi tramite:						
– generatori asincroni		•	•			
– generatori asincroni a doppia alimentazione		•	•	•	•	•
generatore sincrono + convertitore statico ca/ca		•	•	•	•	•
Impianti connessi tramite generatori asincroni			•			
Impianti connessi tramite convertitori:						
– cc/ca				•	•	•
– ca/cc – cc/ca				•	•	•

Legenda

SQ = Squilibrii
FT = Fluttuazioni di tensione (flicker)
VT = variazioni di tensione
AR = armoniche
FS = frequenze spurie
RE = radioemissione

4.3 Reti interne di utenza

Le reti interne di utenza sono definite secondo le vigenti delibere dell'AEEG.

4.4 Reti di distribuzione

Gli Utenti, nell'ambito della realizzazione e del mantenimento della connessione tra reti di distribuzione, sono i soggetti titolari di:

– cabine primarie connesse a reti AT di altro Distributore;
– porzioni di reti di distribuzione MT connesse a reti di distribuzione MT di altri proprietari;
– porzioni di reti di distribuzione AT connesse a reti di distribuzione AT di altri proprietari.

5 Caratteristiche delle reti

Nel seguito si descrivono le caratteristiche principali delle reti di distribuzione; tali caratteristiche devono essere prese in considerazione per il collegamento degli Utenti alla rete stessa.

5.1 Caratteristiche delle reti AT

5.1.1 Caratteristiche strutturali

5.1.1.1 Livelli di tensione e frequenza

La rete AT è costituita da sezioni a tensione nominale (U_n) maggiore di 45 kV e minore o uguale a 150 kV ad una frequenza nominale (f_n) di 50 Hz.

5.1.1.2 Stato del neutro

Le reti AT con tensione nominale (U_n) ≥ 100 kV hanno il neutro connesso efficacemente a terra. Le reti AT con tensioni nominali inferiori possono essere esercite con differenti stati del neutro.

5.1.1.3 Corrente di cortocircuito trifase massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature

Valore della corrente di cortocircuito assunta per la scelta delle apparecchiature che deve essere comunicato dal Distributore all'Utente.

5.1.1.4 Corrente di cortocircuito monofase massima ai fini del dimensionamento dell'impianto di terra

Valore della corrente di cortocircuito monofase assunta per il dimensionamento dell'impianto di terra che deve essere comunicato dal Distributore all'Utente.

5.1.1.5 Corrente di cortocircuito trifase massima di esercizio nel punto di connessione

Valore massimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0, nell'assetto normale di esercizio di rete e con massima generazione.

5.1.1.6 Corrente di cortocircuito trifase minima di esercizio nel punto di connessione

Valore minimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0, nell'assetto normale di esercizio di rete e con minima generazione.

5.1.1.7 Corrente di cortocircuito trifase minima convenzionale nel punto di connessione

Il valore minimo convenzionale della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione deve essere comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0, nell'assetto di rete N-1 (il quale prevede l'indisponibilità del componente del sistema elettrico - linea, generatore, trasformatore di interconnessione - che ha la maggiore influenza sui valori totali delle correnti di cortocircuito nel punto in esame) e con minima generazione.

Quindi il calcolo delle correnti e delle potenze di cortocircuito minime viene effettuato con riferimento a una rete nelle condizioni normali di esercizio, considerando in servizio solo parte del parco di generazione disponibile (situazione di minima generazione in ore vuote) ed assumendo la sorgente di tensione equivalente nel punto di cortocircuito pari al 100% della tensione nominale. Inoltre, il calcolo nei singoli nodi della rete deve poi essere eseguito ipotizzando indisponibile un componente del sistema elettrico.

Qualora l'impianto in esame sia esercito in antenna, il calcolo della corrente e della potenza di cortocircuito minima nel nodo viene eseguito riferendo la suddetta regola al primo nodo di alimentazione a monte che disponga di almeno due collegamenti attivi con la restante rete.

5.1.1.8 Corrente di guasto monofase a terra nel punto di connessione e tempo di eliminazione del guasto

Il valore della corrente di guasto monofase a terra (come definita in 5.1.1.4) e il tempo di eliminazione del guasto devono essere comunicati dal Distributore all'Utente in occasione della richiesta di connessione e ogni qualvolta si verifichino variazioni, come meglio dettagliato in 7.5.5.

I valori massimi delle correnti di guasto monofase a terra devono essere calcolati secondo la Norma CEI EN 60909-0 e, insieme al tempo di eliminazione del guasto, consentono di dimensionare e verificare l'efficacia degli impianti di terra, secondo quanto previsto dalla Norma CEI 11-1 e dalla Guida CEI 11-37.

Il tempo di eliminazione della corrente di guasto a terra deve essere calcolato secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 11-1.

L'impianto di terra dell'Utente, relativo alla connessione considerata, deve essere dimensionato in modo che la corrente di guasto a terra di cui sopra non dia luogo a tensioni di contatto e passo superiori ai valori ammissibili indicati nella Norma CEI 11-1, in relazione al tempo di eliminazione del guasto.

5.1.1.9 Livelli di tenuta degli isolamenti

I livelli minimi di tenuta degli isolamenti da applicarsi nell'impianto di Utente per la connessione devono essere comunicati dal Distributore e devono essere conformi a quanto prescritto dalle Norme CEI EN 60071-1 e CEI EN 60071-2, o superiori.

5.1.2 Caratteristiche di esercizio

5.1.2.1 Funzionamento della rete

I livelli di tensione delle reti AT sono determinati dalla struttura e dall'esercizio della RTN, a seconda della presenza di stazioni AAT/AT e di unità di generazione, nonché dalle regolazioni sulle medesime unità e stazioni. Pertanto tali valori sono determinati dal Gestore e riportati in un apposito documento che viene aggiornato periodicamente.

In tale documento sono riportati i livelli minimo e massimo del valore della tensione efficace nelle seguenti condizioni in cui può trovarsi l'esercizio del sistema elettrico:

- per il 95% del tempo in condizione di esercizio normale;
- per il 100% del tempo in condizione di esercizio normale o di allarme;
- in condizioni di emergenza o di ripristino.

Per i singoli punti di connessione, il Distributore deve comunicare all'Utente il valore medio del valore efficace della tensione (*tensione dichiarata*) e del relativo campo di variazione, nonché il valore della frequenza con relativo campo di variazione.

La frequenza di esercizio della rete in condizioni normali è di 50 Hz ± 0,2%[(6)].

Nel funzionamento della rete in condizioni di emergenza o di ripristino i valori di frequenza possono variare nel campo +3%; –5%.

5.1.2.2 Eliminazione dei guasti

Il sistema di protezione della rete è strutturato e coordinato in modo da operare l'eliminazione selettiva del guasto in tempi allineati alle prestazioni delle apparecchiature di manovra e dei sistemi di protezione che la tecnologia rende disponibili.

Non sono adottate misure contro l'interruzione di fase.

In ogni caso, le protezioni adottate dal Distributore non hanno lo scopo di proteggere gli impianti di Utente; di conseguenza la protezione di tali impianti è esclusivamente a carico dell'Utente stesso.

Inoltre, come evidenziato dalla Norma CEI 11-1, i relé di protezione delle reti AT (protezioni distanziometriche, protezioni differenziali di linea, protezioni di massima corrente, ecc.) posti lungo i circuiti elettrici non sono assolutamente idonei ad assicurare la protezione contro i contatti diretti. Più in generale, a tal fine non sono ritenuti validi sistemi di protezione che realizzino l'interruzione automatica dei circuiti.

5.1.2.3 Automatismi di rete

La rete può essere dotata di automatismi quali:

- richiusure rapide uni/tripolari e/o richiusure lente tripolari, con eventuale controllo di parallelo;
- automazione delle sequenze di manovra;
- sistemi di teledistacco su evento (sia di carichi che di gruppi di generazione);
- alleggeritori di carico.

Il controllo del sovraccarico è di norma gestito in fase di dispacciamento e di esercizio in tempo reale della rete.

COP.

(6) Per la Sardegna collegata alla rete continentale con una linea in corrente continua e per la Sicilia in caso di indisponibilità del collegamento a 380 kV con la penisola, la frequenza in condizioni di esercizio normale è mantenuta con una tolleranza del ± 2%.

-INE

5.1.3 Qualità del servizio

La qualità del servizio può essere definita in relazione a:

- continuità del servizio;
- qualità della tensione.

La continuità del servizio va intesa come mancanza di interruzioni senza preavviso della fornitura di energia elettrica, mentre la qualità della tensione considera le caratteristiche della tensione quali ad esempio la frequenza, l'ampiezza e la forma d'onda.

La qualità del servizio è misurata attraverso indici che si basano su presenza, ampiezza e frequenza della tensione nei siti degli Utenti della rete.

5.1.3.1 Continuità del servizio

Le interruzioni senza preavviso che si possono verificare si distinguono in:

- interruzioni lunghe (durata > 3 min);
- interruzioni brevi (1 s < durata ≤ 3 min);
- interruzioni transitorie (durata ≤ 1 s).

5.1.3.2 Qualità della tensione

Le caratteristiche della tensione da prendere in considerazione sono le seguenti:

- frequenza;
- ampiezza e variazione della tensione alla frequenza di rete;
- buchi di tensione;
- variazioni rapide della tensione;
- sovratensioni;
- tensioni armoniche;
- flicker;
- squilibrio di tensione.

Al fine di evitare il verificarsi di danni ai propri impianti, derivanti dalle distorsioni armoniche e dalle dissimmetrie presenti in rete, l'Utente, qualora lo ritenga opportuno, è tenuto ad adottare opportuni provvedimenti (per esempio, installare adeguate protezioni) che separino il proprio impianto dalla rete al superamento dei limiti fissati dall'Utente stesso. L'intervento di tali protezioni, nel caso di Utenti attivi, deve essere concordato con il Distributore (e/o il Gestore per unità di produzione rilevanti).

5.1.4 Conduzione delle reti di distribuzione

Il Distributore garantisce il funzionamento delle reti, nei limiti delle prestazioni delle reti stesse.

Il Distributore è responsabile della conduzione delle reti, della relativa manutenzione e della sicurezza di persone e cose nei limiti stabiliti dalle vigenti leggi e norme tecniche.

La conduzione delle reti di distribuzione comprende la supervisione dello stato degli impianti, l'esecuzione delle manovre ed il pronto intervento. Le manovre (ordinarie, in emergenza e di messa in sicurezza) sono eseguite, automaticamente o manualmente, mediante sistemi di telecontrollo o tramite il presidio degli impianti e sono concordate tra il Distributore e il Gestore.

Per le necessità di esercizio delle reti di distribuzione, i criteri delle manovre di connessione e distacco degli impianti di produzione con potenza inferiore a 10 MVA e degli impianti di utilizzazione direttamente connessi alle reti di distribuzione AT sono concordati tra il Distributore e l'Utente, mentre per gli impianti di produzione con potenza superiore a 10 MVA il Distributore deve concordare le manovre con il Gestore.

Se per l'esecuzione di manovre per la messa in sicurezza per lavori devono essere coinvolte parti di impianti di proprietà di terzi, questi devono rendersi disponibili per l'effettuazione delle manovre stesse, secondo quanto previsto nel Regolamento di Esercizio.

5.1.5 Sistemi di comunicazione

Nella rete possono essere presenti apparati di misura, di trasmissione dati e d'interfaccia per la ricezione di segnali di telescatto, teleregolazione e telecomando. Ad eccezione dei sistemi di comunicazione degli apparati di misura, gli standard non sono uniformi su tutta la rete.

5.1.6 Indisponibilità per lavori

Precedentemente all'entrata in servizio di un generico impianto per il quale è prevista la connessione alla rete, il Distributore, coordinandosi con il Gestore, con gli altri soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi e con l'Utente, definisce il numero massimo prevedibile di giorni annuali di interruzione per manutenzione programmata. Limitazioni allo scambio di potenza con gli Utenti possono essere necessarie durante la manutenzione programmata in zone di rete non adeguatamente magliate; tali limitazioni sono preliminarmente comunicate agli Utenti coinvolti.

In occasione di qualsiasi intervento di manutenzione programmata, il Distributore definisce i programmi di manutenzione coordinandosi con il Gestore, con gli altri soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi e tenendo conto delle esigenze degli Utenti.

In caso di interventi straordinari che comportino l'adozione di schemi di rete provvisori, il Distributore può, se necessario e per il tempo strettamente necessario, limitare lo scambio di potenza con gli Utenti.

5.2 Caratteristiche delle reti MT

5.2.1 Caratteristiche strutturali

5.2.1.1 Livelli di tensione e frequenza

Nelle reti MT sono maggiormente diffusi due valori di tensione di esercizio: 15 kV e 20 kV. Alcune porzioni del sistema di MT sono esercite con differenti livelli (23 kV, 9 kV, ecc)(7). La frequenza nominale (f_n) è di 50 Hz.

5.2.1.2 Stato del neutro

La rete MT è gestita prevalentemente con neutro messo a terra tramite impedenza costituita da reattanza induttiva e resistenza o da semplice resistenza. Alcune porzioni di reti MT, attualmente non trascurabili, sono esercite a neutro isolato.

5.2.1.3 Corrente di cortocircuito trifase massima (ai fini del dimensionamento delle apparecchiature)

Valore della corrente di cortocircuito assunta (pianificata) per la scelta delle apparecchiature, comunicato dal Distributore all'Utente.

5.2.1.4 Corrente di cortocircuito trifase massima di esercizio

Valore massimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0, nel funzionamento della rete in condizioni normali, con massima generazione MT e corrente di cortocircuito massima di esercizio sulla rete AT.

5.2.1.5 Corrente di cortocircuito trifase minima di esercizio

Valore minimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0, nel funzionamento della rete in condizioni normali, con minima generazione sulla rete MT e corrente di cortocircuito minima di esercizio sulla rete AT.

(7) Nel seguito della presente Norma si farà riferimento ai suddetti livelli di tensione di 15 kV e 20 kV; le singole prescrizioni dovranno essere opportunamente adattate qualora le reti abbiano una tensione nominale differente.

-INE

5.2.1.6 Corrente di cortocircuito trifase minima convenzionale

Valore minimo convenzionale della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0, nell'assetto che prevede le normali misure di controalimentazione, assenza di generazione sulla rete MT e corrente di cortocircuito minima di esercizio sulla rete AT.

5.2.1.7 Correnti di guasto monofase a terra e tempo di eliminazione del guasto

I valori massimi attuali delle correnti di guasto monofase a terra e del tempo di eliminazione della corrente di guasto a terra devono essere dichiarati dal Distributore all'Utente sulla base dei parametri di rete e consentono di definire il dimensionamento degli impianti di terra, secondo quanto previsto dalla Norma CEI 11-1.

Nel caso di sistemi con neutro isolato, è possibile determinare convenzionalmente il valore (in Ampere) della corrente di guasto monofase a terra secondo la seguente formula empirica:

$$I_F = U\,(0{,}003\,L_1 + 0{,}2\,L_2)$$

dove

- U è la tensione nominale tra le fasi della rete in kV:
- L_1 è la somma delle lunghezze in km delle linee aeree;
- L_2 è la somma delle lunghezze in km delle linee in cavo, ordinariamente collegate metallicamente fra loro durante il funzionamento della rete in condizioni normali.

La formula sopra riportata risulta convenzionalmente approssimata; valori più precisi possono essere calcolati secondo la Norma CEI EN 60909 (CEI 11-25).

Nel caso di sistema con neutro a terra tramite impedenza, il valore della corrente di guasto monofase a terra è indipendente dall'estensione della rete MT e viene definito convenzionalmente dal Distributore.

Il massimo valore efficace della corrente di guasto monofase a terra e il tempo di eliminazione del guasto devono essere calcolati e comunicati dal Distributore all'Utente in occasione della richiesta di connessione e, in seguito, secondo quanto disposto in 8.5.5.

Il tempo di eliminazione della corrente di guasto a terra deve essere calcolato considerando anche l'eventuale richiusura rapida prevista (ed eventuali altre richiusure che avvengano entro 5 s dall'inizio del guasto). In tal caso deve però essere escluso il tempo di attesa della richiusura.

L'impianto di terra dell'Utente, relativo alla connessione considerata, deve essere dimensionato in modo che la corrente di guasto a terra di cui sopra non dia luogo a tensioni di contatto superiori ai valori ammissibili indicati nella Norma CEI 11-1, in relazione al tempo di eliminazione del guasto.

5.2.1.8 Guasto doppio monofase a terra

In conformità alla Norma CEI 11-1, nel caso in cui il primo guasto monofase a terra sia eliminato in un tempo superiore a 1 s, il Distributore deve comunicare all'Utente il tempo di eliminazione ed il valore della corrente del guasto doppio monofase a terra. Il valore della corrente di guasto doppio monofase a terra deve essere calcolato secondo quanto prescritto dalla Norma CEI EN 60909-0, sulla base della corrente trifase massima di cortocircuito di dimensionamento delle apparecchiature.

Tale valore non va considerato ai fini della verifica delle tensioni di contatto, ma solo ai fini delle sollecitazioni termiche degli elementi costituenti l'impianto di terra.

5.2.1.9 Livelli di tenuta degli isolamenti

I livelli minimi di tenuta degli isolamenti da applicarsi al dispositivo generale (o equivalenti) e agli impianti dell'Utente a monte (lato rete di distribuzione) di tale dispositivo devono essere comunicati dal Distributore in base al valore pianificato del livello di isolamento della rete e secondo quanto prescritto dalle Norme CEI EN 60071-1 e CEI EN 60071-2, o superiori.

5.2.2 Caratteristiche di esercizio

5.2.2.1 Funzionamento della rete

Le reti MT di distribuzione sono generalmente esercite in modo radiale e sono solitamente controalimentabili. Nelle reti con possibilità di controalimentazione esistono collegamenti usualmente aperti, che vengono riconfigurati in caso di guasti per assicurare la continuità del servizio.

Per i singoli punti di connessione il Distributore deve indicare la tensione dichiarata e il relativo campo di variazione in accordo alla Norma CEI EN 50160.

NOTA La Norma CEI EN 50160 prevede condizioni specifiche (relative al modulo della tensione e alla frequenza) da adottare per i sistemi elettrici in condizioni particolari (p.e. sulle isole non interconnesse in maniera sincrona).

5.2.2.2 Funzionamento di porzioni di rete MT di distribuzione in isola intenzionale

Il Distributore può temporaneamente (per esempio per motivi di manutenzione) mantenere in esercizio in isola intenzionale porzioni di rete MT stipulando accordi con titolari di impianti di produzione ed eventuali Utenti passivi (per esempio carichi disturbanti o di potenza rilevante) connessi alla porzione di rete MT interessata.

Durante l'esercizio in isola intenzionale, nella porzione di rete in isola i parametri di qualità del servizio debbono essere contenuti entro i seguenti limiti:

- variazioni di frequenza
  - 50 ± 5% durante il 100% del tempo;
  - 50 ± 2% durante il 95% del tempo;
- variazioni lente di tensione
  - U_n +10%;
  - U_n -15%.

Tutti gli altri parametri di qualità del servizio possono invece subire un degrado in funzione delle caratteristiche della rete in isola e dei carichi e della generazione connessa. In ogni caso il Distributore, nella definizione delle porzioni di rete MT che è possibile esercire in isola intenzionale, deve prendere tutti gli accorgimenti atti a limitare, per quanto possibile, il suddetto degrado.

Nel funzionamento di porzioni di rete MT in isola intenzionale il Distributore, in veste di coordinatore, e i succitati titolari di impianti di produzione devono:

- garantire la sicurezza delle persone con livello uguale a quello previsto durante le condizioni normali di funzionamento;
- assicurare l'eliminazione del guasto mediante utilizzo delle protezioni installate sulla rete e sui singoli impianti di produzione (è ammessa comunque la non completa selettività del sistema di protezione);
- adottare opportuni accorgimenti o procedure in modo da evitare condizioni potenzialmente pericolose per le apparecchiature connesse durante il ripristino del parallelo con la restante rete di distribuzione.

5.2.2.3 Eliminazione dei guasti

Le reti di distribuzione MT sono generalmente protette almeno contro il cortocircuito, il sovraccarico ed i guasti a terra.

Il sistema di protezione della rete MT è strutturato e coordinato in modo da operare l'eliminazione selettiva di cortocircuiti[8], sovraccarichi e guasti a terra in tempi correlati alle prestazioni delle apparecchiature di manovra e dei sistemi di protezione che la tecnologia rende disponibili.

COPIA

(8) Per quanto riguarda l'eliminazione dei cortocircuiti, la completa selettività non è conseguibile in tutte le situazioni.

Non sono adottate misure contro l'interruzione di fase.

In ogni caso, le protezioni adottate dal Distributore non hanno lo scopo di proteggere gli impianti di Utente; di conseguenza la protezione di tali impianti è esclusivamente a carico dell'Utente stesso.

Inoltre, come evidenziato dalla Norma CEI 11-1, i relé di protezione (contro le sovracorrenti, contro i guasti a terra, sia direzionali che non direzionali ecc.) posti lungo i circuiti elettrici non sono assolutamente idonei ad assicurare la protezione contro i contatti diretti. Più in generale, a tal fine non sono ritenuti validi sistemi di protezione che realizzino l'interruzione automatica dei circuito.

5.2.2.4 Automatismi di rete

Nelle reti di distribuzione MT è usualmente prevista l'effettuazione della richiusura automatica rapida e/o una o più richiusure lente.

Inoltre, possono essere installati dispositivi telecontrollati manualmente e/o automaticamente al fine della selezione della porzione di rete sede del guasto.

5.2.3 Qualità del servizio sulle reti MT

La qualità del servizio sulle reti MT può essere definita con gli stessi criteri di cui in 5.1.3.

6 Criteri per la scelta del livello di tensione e degli schemi di connessione alle reti AT e MT

6.1 Obiettivi e regole generali

Obiettivo della connessione è garantire agli Utenti l'accesso alla rete, la continuità del servizio e la qualità della tensione considerando l'efficienza e la sicurezza del sistema elettrico nonché particolari e documentabili esigenze dell'Utente.

Concorrono al raggiungimento di tale obiettivo il corretto inserimento dell'impianto nella rete, gli schemi di connessione e la configurazione degli impianti di consegna che devono assicurare (mediante la struttura del collegamento, gli organi di manovra ed i sistemi di misura, protezione e controllo) la piena compatibilità con la rete e con le esigenze della relativa gestione.

In considerazione della molteplicità dei casi, il procedimento di determinazione e valutazione delle connessioni esamina separatamente le componenti che concorrono alla determinazione dell'impianto e definisce soluzioni tipiche per i casi ricorrenti.

6.2 Definizione della connessione

Le soluzioni per la connessione alle reti di distribuzione AT e MT devono essere valutate tenendo conto delle richieste dell'Utente e verificando il corretto e sicuro funzionamento locale e globale della rete stessa.

L'individuazione dell'impianto di rete per la connessione si articola nei seguenti passi:

P1. livello di tensione e punto della rete di distribuzione al quale l'Utente può essere connesso in relazione alla tipologia, alla taglia e alle esigenze di esercizio dell'impianto Utente e alle esigenze e alle caratteristiche della porzione di rete di distribuzione interessata;

P2. schema d'inserimento dell'impianto (entra-esce, antenna, ecc.);

P3. schema di connessione (sistemi di sbarra e organi di manovra e d'interruzione, in relazione alla manutenzione e al sistema di protezione della rete).

I passi P1 e P2 sono descritti unitariamente per quanto riguarda le reti AT e MT ai seguenti paragrafi 6.3 e 6.4.

Ulteriori specificazioni circa il passo P2 sono fornite per la rete AT al paragrafo 7.1 e per la rete MT al paragrafo 8.1.

Il passo P3 è descritto per la rete AT al paragrafo 7.2 e per la rete MT al paragrafo 8.2.

6.3 Determinazione del livello di tensione e del punto di connessione (passo P1)

Il passo P1 consiste nella scelta del livello di tensione e del punto della rete nel quale inserire l'impianto.

Tali scelte sono operate dal Distributore sulla base dei dati di seguito elencati.

1. Taglia dell'impianto, che deve essere compatibile con i criteri di esercizio della rete. In generale devono essere valutati i profili di tensione, la selettività delle protezioni nonché lo sfruttamento delle linee e dei trasformatori.
2. Dislocazione dei carichi circostanti sia nell'assetto della rete attuale che previsionale.
3. Caratteristiche della rete limitrofa.
4. Contributo dei generatori alla potenza di cortocircuito, che non deve far superare in nessun punto della rete i livelli di cortocircuito previsti dal Distributore, considerando tutti i contributi dell'impianto (generatori, motori, ecc) indipendentemente dalla massima potenza scambiabile. A tale riguardo, per ogni livello di tensione, la corrente massima di cortocircuito raggiunta a seguito della nuova connessione non deve essere superiore al 90% (80% se su rete MT) del potere di interruzione degli interruttori già presenti (corrente di cortocircuito trifase massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature)(9). Il margine residuo del 10% (oppure 20%) è dedicato all'incertezza della pianificazione e dell'esercizio della rete (nonché all'incertezza dei dati di rete, più marcata per la MT).
5. Livelli di disturbo immessi (variazioni rapide, armoniche, flicker, dissimmetria delle tensioni) dalle utenze sia attive che passive che devono essere tali da non far superare i livelli di pianificazione della compatibilità elettromagnetica stabilita dal Codice di Rete per la rete AT e i livelli stabiliti dalla Norma CEI EN 61000-2-12 per la rete MT. Le valutazioni tecniche devono essere condotte secondo i rapporti tecnici IEC TR 61000-3-6 per le armoniche, IEC TR 61000-3-7(10) per quanto riguarda il flicker e le variazioni rapide, IEC TR 61000-3-13 per gli squilibri.
6. Esigenze dell'Utente in merito alla continuità del servizio.
7. Esigenze dell'Utente in merito a variazioni lente, buchi di tensione, potenza di cortocircuito, qualità della tensione.
8. Possibilità di sviluppo della rete ai fini del soddisfacimento delle esigenze di cui ai punti precedenti qualora tali esigenze non siano conseguibili in maniera efficace con modifiche dell'impianto di utenza, in un'ottica di contenimento dei costi complessivi.

In genere, la potenza che è possibile connettere in funzione del livello di tensione (prescindendo dagli aspetti di qualità e continuità del servizio) è indicata nella Tab. 4.

Tabella 4 – Valori indicativi di potenza che è possibile connettere sui differenti livelli di tensione delle reti di distribuzione

Potenza MVA	Livello di tensione della rete
< 0,1	BT
0,1 - 0,2	BT
	MT
0,2 - 3	MT
3 - 10	MT
	AT
10 – 100 impianti di utilizzazione 10 – 200 impianti di produzione	AT

I disturbi generati dall'Utente e immessi nella rete sono valutati dal Distributore con modalità stabilite dalle relative norme, tenendo conto di quanto precisato di seguito.

(9) In questa fattispecie (insufficiente tenuta al cortocircuito delle apparecchiature esistenti), sarà valutata la possibilità di sostituire le apparecchiature medesime secondo quanto stabilito dall'AEEG.

(10) Per le variazioni rapide, è possibile applicare un metodo per la valutazione delle stesse, basato sulla comparazione tra la potenza di cortocircuito nel nodo di connessione e la potenza disponibile all'Utente, contenuto in Allegato F.

I livelli di compatibilità sono normalizzati solo per le reti BT e MT. Per le reti AT le guide tecniche di supporto alle normative forniscono dei "livelli di pianificazione", da intendere non come limiti assoluti, ma come valori che è consigliabile non oltrepassare, per rispettare i livelli di compatibilità nelle reti di categoria inferiore.

I limiti di emissione del singolo impianto disturbante devono essere fissati tenendo conto del livello di pianificazione adottato, delle emissioni degli altri impianti/Utenti già connessi alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di eventuali nuovi impianti.

6.4 Definizione dello schema d'inserimento dell'impianto (passo P2)

L'individuazione dello schema e del punto di inserimento dell'impianto dell'Utente nella rete è condotta dal Distributore considerando le opportunità di inserimento legate alla vicinanza di elettrodotti, cabine primarie e secondarie.

Per tale motivo alla determinazione dello schema di connessione concorrono i seguenti fattori:

- la taglia dell'impianto;
- la posizione dell'impianto rispetto alla rete e la presenza, nell'area di interesse, di impianti di produzione, di linee, di stazioni, di cabine primarie e secondarie;
- l'esercizio della rete cui l'impianto è connesso;
- la possibilità di ampliamento di stazioni, cabine primarie e secondarie e, più in generale, le possibilità di sviluppo della rete;
- i dispositivi di protezione e automazione presenti sulla rete del Distributore;
- le esigenze dell'Utente in merito alla continuità e alla qualità del servizio.

Tali valutazioni debbono essere condotte, ove necessario, con riferimento alle situazioni ritenute più significative in fase di pianificazione della rete (carico previsionale alla punta, carico minimo, produzione massima, produzione minima, ecc.).

Soluzioni diverse da quella individuata dal Distributore e proposta all'Utente possono essere valutate, su richiesta dell'Utente, ed eventualmente realizzate, secondo condizioni economiche allo scopo fissate dall'AEEG.

6.4.1 Schemi d'inserimento

I principali schemi di inserimento si distinguono in:

a) inserimenti su linee esistenti:
   - in entra-esce;
   - in derivazione rigida a T;

b) inserimento in antenna su stazioni e cabine primarie esistenti.

Ulteriori specificazioni circa i possibili schemi di inserimento sono riportate nel paragrafo 7.1 per l'Alta Tensione e 8.1 per la Media Tensione.

6.4.2 Affidabilità dei diversi schemi di connessione

Il Distributore è tenuto a fornire all'Utente informazioni circa la diversa affidabilità degli schemi di connessione proposti.

L'indice di affidabilità dello schema di connessione è correlato alla durata cumulata probabile di interruzione del servizio (ore/anno) e al numero di interruzioni, sopportate dall'Utente a causa di guasti sul sistema di alimentazione o per lavori, anche se questi ultimi, in generale, sono programmabili e l'interruzione per lavori avviene generalmente con preavviso.

L'affidabilità di cui sopra fa astrazione dalle interruzioni transitorie e di breve durata nonché dall'affidabilità degli elementi componenti l'impianto di consegna.

La diminuzione di affidabilità conseguente ad un guasto sul tratto di linea AT che alimenta l'Utente è:

- trascurabile, per lo schema di inserimento in entra-esce;
- dipendente dalla lunghezza della linea in antenna, per lo schema di inserimento in antenna;
- dipendente dalla somma della lunghezza della derivazione a T e di quella della relativa dorsale cui la derivazione è rigidamente connessa, per lo schema di inserimento in derivazione rigida a T (in generale, la derivazione a T è quella che offre l'affidabilità minore, tra i diversi schemi di connessione).

La diminuzione di affidabilità a causa di lavori sul tratto di linea AT che alimenta l'Utente è:

- trascurabile, per l'inserimento in entra-esce realizzato con due singole terne;
- dipendente dal doppio della lunghezza della linea(11), per l'inserimento in entra-esce realizzato con una doppia terna(12);
- dipendente dalla lunghezza della linea in antenna, per l'inserimento in antenna;
- dipendente dalla somma della lunghezza della derivazione a T e di quella della relativa dorsale cui la derivazione è rigidamente connessa, per l'inserimento in derivazione rigida a T.

La diminuzione di affidabilità conseguente a guasto e lavori sul tratto di linea MT che alimenta l'Utente è dipendente dalla lunghezza della linea stessa. Nel caso di collegamento in entra-esce può essere ridotta la durata della disalimentazione qualora l'Utente medesimo possa essere controalimentato.

(11) La lunghezza rilevante, a questi fini, è quella della linea aggiunta a partire dalla dorsale esistente, ovvero dai punti di connessione, come indicati in Figura 16.

(12) Il problema della diminuzione di affidabilità per lavori è rilevante solo nel caso di linee aeree.

Parte 3 – Regole di connessione alle reti AT

7 Connessione alle reti AT

7.1 Schemi di inserimento

7.1.1 Inserimento rigido in derivazione a T

Per inserimento rigido a T s'intende l'inserimento, mediante una derivazione da un elettrodotto esistente, di un tronco di linea con il solo interruttore nell'estremo lato Utente.

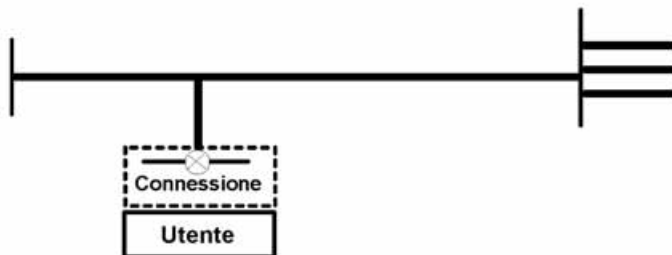



Figura 1 – Inserimento rigido in derivazione a T

Tale schema è il più semplice ed il meno oneroso, ma riduce l'affidabilità delle reti; esso offre una continuità del servizio inferiore e, sotto determinate condizioni, degrada lo standard di intervento delle protezioni a distanza, in rapidità e selettività. Sulle reti AT è applicabile generalmente per potenze non superiori a 20 MVA, a condizione che nessuno degli estremi della linea sia in esecuzione blindata. E' consentita non più di una derivazione rigida a T da ogni singola linea della rete AT a due estremi.

In considerazione dei tempi molto lunghi necessari per la riparazione delle linee in cavo AT, è sconsigliata la realizzazione (anche parziale) della derivazione in cavo interrato. Per evitare lunghi disservizi sulla rete, in caso di guasti permanenti sulla derivazione, è previsto l'inserimento di un sezionamento all'inizio della derivazione stessa, nei seguenti casi:

- derivazione di lunghezza qualsiasi comprendente cavo interrato;
- derivazione di lunghezza non trascurabile (>300 m) in linea aerea.

Questo tipo di connessione comporta interruzioni (sia per guasto, sia per manutenzione) in numero e durata nettamente superiori a quelle degli altri schemi di inserimento.

7.1.2 Inserimento in entra-esce

Per entra–esce s'intende l'inserimento di una cabina di consegna su una linea nuova o preesistente, in modo da generare due soli tronchi di linea afferenti a due cabine di connessione diverse.

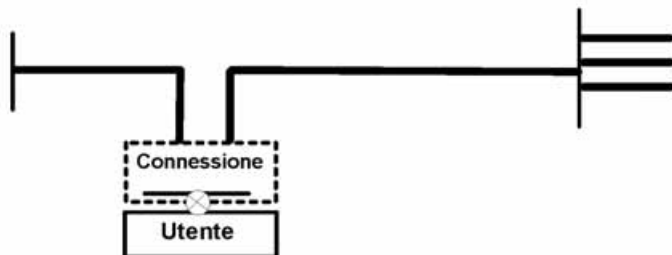



Figura 2 – Inserimento in entra-esce

L'inserimento in entra-esce può essere realizzato con due linee separate o con una linea a doppia terna. Dal punto di vista elettrico, lo schema con linee separate consente la manutenzione su una terna con l'altra in tensione e una maggiore affidabilità. In servizio normale, le due realizzazioni non determinano differenze di prestazioni per l'utenza. Per la manutenzione, lo schema con linea di collegamento a doppia terna implica la disalimentazione dell'utenza in quanto l'intervento su una delle terne, nel tratto a doppia terna, richiede la messa fuori servizio di entrambe le linee (solo per linee aeree).

7.1.3 Inserimento in antenna

Per inserimento in antenna s'intende, generalmente, una modalità di inserimento che preveda una o più linee (aventi origine nella stessa Cabina Primaria/stazione esistente, ovvero in due diverse Cabine Primarie/stazioni esistenti) dedicate a un solo Utente. L'inserimento in antenna (il cui schema di principio è riportato in Fig. 3) può dare luogo a diverse pratiche realizzazioni, oggetto dei paragrafi seguenti.

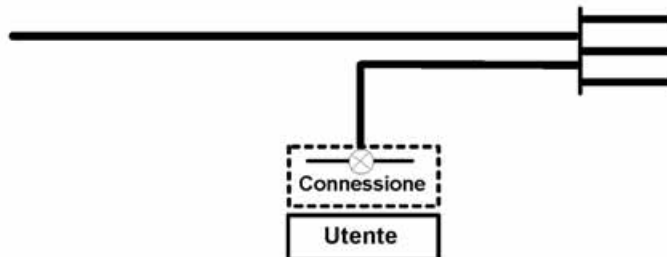



Figura 3 – Inserimento in antenna

7.1.3.1 Inserimento in antenna semplice

In questo caso, l'impianto di Utente viene inserito nella rete per mezzo di una sola linea derivata da una CP o stazione esistente. Nel valutare la disponibilità garantita da un simile inserimento, si devono tenere in conto le conseguenze della manutenzione sulla linea tra CP e Utente.

Per la connessione di impianti di distribuzione (per i quali si applica quanto previsto nell'articolo 11), l'inserimento in antenna semplice è generalmente impiegato qualora la rete di distribuzione MT sottesa sia completamente rialimentabile da altri impianti.

7.1.3.2 Inserimento in antenna in cabina adiacente

Per inserimento in cabina adiacente, s'intende il collegamento di un impianto d'Utente a sbarre di cabina senza linea interposta o con tratti di conduttori di lunghezza generalmente inferiore a 50 m senza interruttore in partenza dalla sbarra della CP. In tali situazioni, è comunque necessario installare un sezionatore (eventualmente motorizzato) presso l'impianto del Distributore.

Dal punto di vista affidabilistico, l'inserimento in cabina adiacente presenta caratteristiche funzionali analoghe a quello in antenna semplice.

7.1.3.3 Inserimento in antenna su stallo di Cabina Primaria

Per inserimento su stallo di CP (o stazione), si intende il collegamento dell'impianto di utenza per la connessione direttamente presso lo stallo in CP/stazione, senza linea interposta del Distributore.

Poiché la linea, di proprietà dell'Utente, è protetta dai dispositivi del Distributore, essa deve presentare una tenuta al cortocircuito tale da consentire l'intervento delle protezioni di rincalzo (tipicamente, 2° gradino delle distanziometriche). L'Utente deve stipulare una regolare servitù di elettrodotto con il Distributore per il passaggio della linea all'interno dei terreni di proprietà del Distributore (in particolare l'area di CP). Devono essere previsti algoritmi per la compensazione delle perdite dovute alla misura in un punto differente dal punto di confine/consegna.

Dal punto di vista affidabilistico, l'inserimento su stallo di CP presenta caratteristiche funzionali analoghe a quello in antenna semplice.

7.1.3.4 Inserimento in doppia antenna

Per impianti che richiedano un'elevata disponibilità, il collegamento in antenna può essere realizzato con più linee in parallelo dalla stessa CP/stazione, oppure con due linee in antenna su CP/stazioni differenti (inserimento risultante in uno schema di tipo entra-esce, realizzato con due nuovi collegamenti). In tal caso valgono le stesse considerazioni espresse per l'inserimento in entra-esce, salvo il fatto che l'inserimento in doppia antenna modifica i flussi di potenza sulla rete (anche prescindendo dai prelievi/immissioni dell'Utente) e più in generale l'assetto della rete.

COP.

7.2 Schema dell'impianto per la connessione

Lo schema di connessione è definito dal Distributore, possibilmente di concerto con l'Utente, sulla base dei seguenti criteri:

- esigenze della rete;
- esigenze dell'impianto dell'Utente.

Nel caso di connessione alla rete AT di unità rilevanti, la scelta dello schema di connessione deve essere concordata anche con il Gestore.

Le esigenze della rete sono le stesse enunciate per la scelta del punto e dello schema di inserimento con particolare riguardo alla flessibilità dei sistemi di sbarra, per assicurare la dovuta disponibilità di connessione anche durante la manutenzione quando lo stesso impianto alimenta altri Utenti ed alla rapida e selettiva esclusione dell'impianto per guasti.

L'esigenza dell'Utente è la disponibilità della connessione alla rete in caso di attività di manutenzione programmata ovvero di indisponibilità di porzioni di rete a seguito dell'intervento automatico delle protezioni di rete, la possibilità di mantenere alimentati eventuali carichi privilegiati.

La scelta dello schema di connessione può essere condizionata da quella dello schema di inserimento. In relazione ai sistemi di sbarra si distinguono:

- assenza di sbarre;
- sistemi a semplice sbarra o "monosbarra".

I criteri generali sulla base dei quali devono essere definiti gli schemi di connessione alla rete sono riportati nel seguito:

- lo schema deve rendere sicuri l'esercizio e la manutenzione sia dell'impianto dell'Utente che della rete cui risulta collegato;
- ai fini dell'esercizio e della manutenzione, lo schema deve assicurare la separazione funzionale e fisica fra l'impianto dell'Utente e la rete, minimizzando l'impatto sulle modalità operative di conduzione delle due tipologie di impianti;
- lo schema da adottare deve essere quello che, tenendo conto del punto precedente e nel rispetto delle prescrizioni tecniche, minimizza l'impatto tecnico/economico sia sulla rete che sul sistema elettrico dell'Utente;
- lo schema deve assicurare la misura in corrispondenza dei punti di connessione in accordo alle disposizioni vigenti in materia;
- lo schema non deve diminuire la disponibilità della rete nella zona circostante al punto di consegna e deve consentire, in caso di guasto all'impianto dell'Utente, l'esclusione dello stesso col minimo danno per la rete;
- lo schema deve prevedere l'esclusione dell'impianto dell'Utente, mediante apertura di uno o più dispositivi di sezionamento, in modo permanente o per lavori (sulla rete o presso l'Utente) realizzata secondo le vigenti norme di sicurezza; la funzione di sezionamento è obbligatoria e deve escludere con sicurezza l'impianto d'Utente dal punto di consegna (in generale per esigenze di manutenzione).

In ogni caso, l'elemento di impianto di utenza per la connessione più prossimo all'impianto di rete per la connessione deve essere un sezionatore allo scopo di permettere la manutenzione degli altri elementi dell'impianto dell'Utente senza dovere interessare il Distributore.

7.2.1 Assenza di sbarre

Lo schema dell'impianto di rete per la connessione con assenza di sbarre sulla rete AT è adottabile nel solo caso di inserimento in antenna o in derivazione rigida a T, qualora alla linea d'arrivo corrispondano le configurazioni di impianto Utente riportate negli schemi unifilari di Fig. 4, Fig. 5A, Fig. 5B, Fig. 6, Fig. 7A e Fig. 7B. In particolare, gli schemi rappresentati nelle Fig. 5B e 7B sono ammissibili qualora l'impianto Utente sia presidiato 24 ore al giorno, in modo da consentire la manovra del sezionatore generale e di terra su richiesta del Distributore. Tali apparecchiature risultano, infatti, funzionali alla messa in sicurezza della linea AT del Distributore medesimo.

7.2.2 Sistema monosbarra

In relazione agli organi di manovra che condizionano la topologia della rete ed agli schemi usualmente adottati nella rete si distinguono, per i sistemi monosbarra:

- schemi normali;
- schemi ridotti, nei quali l'esclusione dell'impianto di consegna è affidata, in tutto o in parte, a sezionatori anziché interruttori;
- schemi ampliati, nei quali vengono aggiunti organi di sezionamento per esigenze specifiche (per esempio congiuntori di sbarra o sezionatori di sorpasso).

All'esigenza di rendere l'impianto dell'Utente sempre escludibile e, quando necessario, sorpassabile fa riscontro il criterio di scelta della soluzione normale o ridotta degli organi di manovra, la loro tipologia (telecomandati, motorizzati, manuali) e la presenza o meno di sezionatori di by-pass.

7.2.2.1 Schema normale

È raffigurato nella Fig. 13 ed è tipicamente utilizzato per la connessione di un singolo stallo di Utente. Nella stessa figura sono evidenziate (in tratteggio) le apparecchiature da prevedere nel caso siano necessari più stalli di Utente. In simili casi, qualora sia omesso l'interruttore generale (alle condizioni che saranno in seguito dettagliate) le funzioni normalmente attribuite a tale interruttore sono assolte dagli interruttori attestati alla sbarra Utente.

7.2.2.2 Schemi ridotti

Sulla rete AT l'adozione di uno schema ridotto (vedi Fig. 8 e Fig. 10) comporta un maggiore numero e una maggiore durata delle interruzioni rispetto alle altre tipologie di schema, vanificando molti dei vantaggi dell'entra-esce. Tale schema deve essere compatibile con la configurazione della rete, con le sue esigenze, con la tipologia degli impianti affacciati, con il coordinamento delle protezioni, ecc. Deve altresì essere confermata dall'Utente (tramite opportuna opzione esplicita da includere nel Contratto di connessione) la disponibilità a predisporre l'impianto in modo da completare lo schema in tempi successivi.

Lo schema ridotto ha un costo inferiore rispetto a quello normale. Tuttavia, rispetto a soluzioni a T rigido, riduce i tempi di indisponibilità della linea per manutenzioni programmate (in caso di presenza di un interruttore, anche per guasto).

Questa soluzione riduce l'affidabilità delle reti AT, offre una qualità del servizio inferiore e, sotto determinate condizioni, rende critico l'intervento delle protezioni a distanza. Non può essere inserito più di uno schema ridotto su una linea AT a due estremi; non possono essere inseriti schemi ridotti su linee a più di due estremi. Sulla rete AT lo schema ridotto non è applicabile nel caso di stazioni/cabine poste agli estremi della linea realizzate in esecuzione blindata, nè nel caso l'Utente sia attivo con potenza superiore a 20 MVA, ovvero passivo con potenza superiore a 50 MW. Nella connessione di Cabine Primarie (cui si applicano le prescrizioni previste nell'art. 11) questa soluzione è generalmente applicabile nei casi in cui la rete di distribuzione MT è rialimentabile.

7.2.2.3 Schema ampliato

Generalmente l'unico ampliamento di schema è l'aggiunta di un congiuntore di sbarra e di un eventuale sezionatore di sorpasso in sistemi in entra – esce (vedi Fig. 14 e Fig. 15). Il sorpasso riguarda l'esclusione dell'impianto dell'Utente, mediante chiusura di un organo dedicato, in modo permanente o per lavori (sulla rete o presso l'Utente) previa apertura dei sezionamenti lato linea del Distributore.

Sulla rete AT la presenza del sezionatore di sorpasso deve essere valutata dal Distributore caso per caso tenendo conto della necessità di continuità del servizio della linea sulla quale è realizzata la connessione in entra-esce.

7.2.2.4 Schema multiutente e schema a multiple semisbarre Utente

Per la connessione di più Utenti è necessario dotare la sbarra di sezionatore longitudinale al fine di permettere l'esclusione indipendente delle sbarre del singolo Utente (Fig. 14 e Fig. 15).

COPIA

Schema analogo può essere adottato per la connessione di un singolo Utente con particolari esigenze in termini di continuità e disponibilità dell'alimentazione. In tal caso è infatti possibile prevedere la duplicazione dell'interruttore generale, dotando la sbarra di sezionatore longitudinale al fine di permettere l'esclusione indipendente delle due semisbarre Utente. In simili casi, è consigliabile la motorizzazione degli organi di sezionamento (vedi Fig. 14 e Fig. 15).

7.2.3 Dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione

Negli schemi seguenti (Fig. da 4 a 16) non sono indicati i dispositivi di messa a terra ulteriori rispetto a quelli strettamente funzionali alla connessione.

Pertanto:

- per gli schemi che si riferiscono agli Utenti passivi, non è indicato alcun sezionatore di terra nell'impianto di Utente, in quanto l'Utente stesso non costituisce una sorgente di alimentazione; onde evitare il pericolo di cortocircuiti accidentali, è fatto divieto di installare i sezionatori di terra immediatamente a valle del punto di consegna: ne consegue che i sezionatori di terra potranno essere installati esclusivamente a valle del primo sezionatore dell'impianto di utenza[(13)];
- per gli schemi che si riferiscono agli Utenti attivi, è indicato il primo sezionatore di terra dell'impianto Utente (e la relativa posizione) in quanto l'Utente attivo costituisce una possibile sorgente di alimentazione.

Per le attività di manutenzione sui sezionatori immediatamente a valle del punto di consegna (tutti gli Utenti) o immediatamente a monte (Utenti attivi) è necessario prendere opportuni accordi tra le parti, come previsto nelle procedure di lavoro della Norma CEI 11-27.

7.3 Soluzioni indicative di connessione

La Tab. 5 seguente riassume le indicazioni generali sulla scelta degli schemi di connessione, in funzione della tipologia di utenza, della potenza e del numero di stalli Utente.

Il criterio di preferenza degli schemi di connessione presentati in Tab. 5 è congruente con le considerazioni di affidabilità e flessibilità della rete riportati nel paragrafo 6.4.2.

L'applicazione della Tab. 5, nel caso di Utenti che possono immettere o prelevare energia dalla rete, è la seguente:

a) si considera la massima potenza disponibile all'Utente in fase di prelievo, e si ricavano le relative soluzioni;

b) si considera la potenza nominale del medesimo Utente attivo, e si ricavano le relative soluzioni;

le soluzioni consigliate sono quelle che soddisfano entrambi i criteri a) e b).

(13) In caso di particolari necessità di esercizio della rete o di particolari esigenze di sicurezza, previo accordo tra Distributore e Utente, i sezionatori di terra potranno essere installati anche a monte del primo sezionatore di linea dell'Utente.

COPIA

Tabella 5 – Soluzioni indicative di collegamento alle reti di distribuzione AT

	Potenza disponibile [MW]	Rete	IL1 (Derivaz. a T)	MR2[2] (Entra-Esce ridotto con nessun interr.)	MR1[2] (Entra-Esce ridotto con 1 interr.)	ISx (Antenna)	CBa (Entra-Esce con singolo stallo Utente)	CBb (Entra-Esce con multiplo stallo Utente)
Utenti passivi	3-10	MT	nc	nc	nc	nc	nc	nc
		AT	x[1]	x	x	x	x	–
	10 - 20	AT	x[1]	x	x	x	x	x
	20 - 50	AT	–	x[3]	x[3]	x	x	x
	50-100	AT	–	–	–	x	x	x
	>100	AT	–	–	–	x	x	x
		AAT	nc	nc	nc	nc	nc	nc
	Potenza nominale [MVA] [4]							
Utenti attivi	3-10	MT	nc	nc	nc	nc	nc	nc
		AT	x[1]	x	x	x	x	–
	10 - 20	AT	x[1]	x	x	x	x	–
	20 - 100	AT	–	–	–	x	x	x
	100 - 200	AT	–	–	–	x	x	x
	> 200	AT	–	–	–	x	x	x
		AAT	nc	nc	nc	nc	nc	nc

Legenda:

x soluzione consigliata;

– soluzione sconsigliata;

nc casistica non considerata nella presente Tabella;

(1) non vale per Utenti con almeno una delle stazioni/cabine di connessione in esecuzione blindata, o con almeno una delle stazioni/cabine di connessione collegate con schema ridotto;

(2) non vale per Utenti con almeno una delle stazioni/cabine di connessione in esecuzione blindata, o con almeno una delle stazioni/cabine di connessione collegata con schema ridotto;

(3) con ciascun trasformatore di taglia non superiore a 20 MVA;

(4) Per potenza nominale dell'Utente attivo si intende la somma delle potenze nominali di tutti i generatori installati.

7.4 Schemi di connessione

Nel presente paragrafo sono riportati gli schemi unifilari delle soluzioni standard di connessione. Gli schemi sono di principio, in quanto non rappresentano in maniera esaustiva tutte le apparecchiature necessarie alla pratica realizzazione della connessione.

Negli schemi tutte le apparecchiature funzionali alla connessione sono evidenziate con lettere maiuscole. Il significato di ciascuna lettera è riportato nelle legende che seguono.

Legende per tutti gli Schemi degli:

Utenti passivi:

1. i sezionatori indicati con la lettera A sono necessari per derivazioni in cavo di qualsiasi lunghezza o per derivazioni in linea aerea di lunghezza superiore a 300 m;
2. gli interruttori indicati con la lettera B, le sbarre indicate con la lettera D e i sezionatori indicati con la lettera E sono necessari solo per Utenti con più stalli;
3. I TV indicati con la lettera F non sono sempre necessari. Possono essere sostituiti dai TV di sbarra indicati con la lettera C per Utenti con più stalli.

Utenti attivi:

1. i sezionatori indicati con la lettera A sono necessari per derivazioni in cavo di qualsiasi lunghezza o per derivazioni in linea aerea di lunghezza superiore a 300 m;
2. I TV indicati con la lettera B sono necessari solo se gli interruttori indicati con C sono di parallelo;
3. gli interruttori indicati con la lettera C e i sezionatori indicati con la lettera D sono necessari solo se l'ADM è unica;
4. le sbarre indicate con la lettera F ed i sezionatori indicati con la lettera G sono necessari solo per Utenti con più stalli;
5. i TV indicati con la lettera H sono necessari solo se gli interruttori indicati con la lettera I sono di parallelo. Possono essere sostituiti dai TV indicati con la lettera E solo per Utenti con più stalli;
6. gli interruttori indicati con la lettera I sono necessari per Utenti con più stalli se non è presente il DG a monte indicato con la lettera C.

Si noti che i sezionatori di terra indicati seguono il principio di permettere la messa a terra in sicurezza di tutte le possibili fonti di alimentazione e quindi non sono indicate le messe a terra sul posto di lavoro che sono regolate da apposite procedure. Gli schemi indicati nelle Figure 5B e 7B fanno eccezione al principio suddetto e possono essere adottati solo previo accordo con il Distributore tenendo comunque presente la necessità dell'accesso all'impianto di utenza per la connessione da parte del Distributore stesso in caso di messa a terra della linea AT.

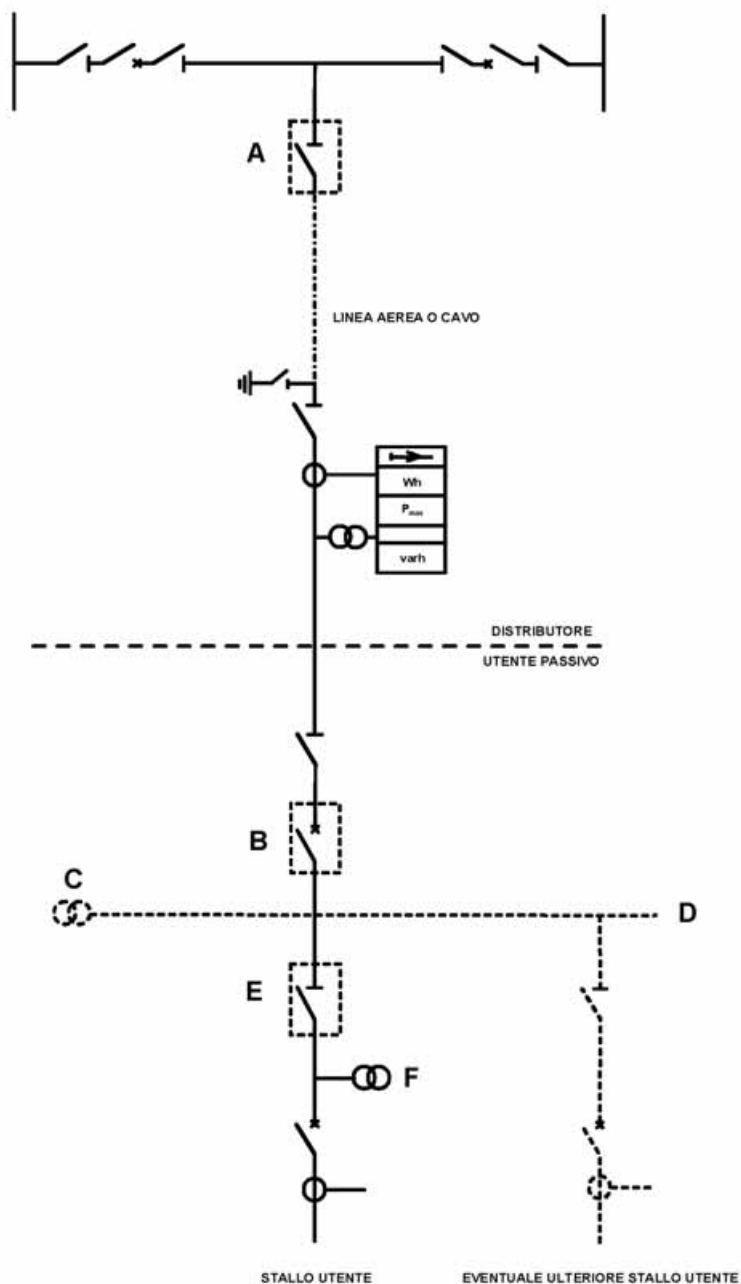
7.4.1 Schemi unifilari per connessione in derivazione rigida a T

NOTE - 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG), SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
2) IN ASSENZA DI DG, SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCE LA PROTEZIONE TIPICA DEL DG.

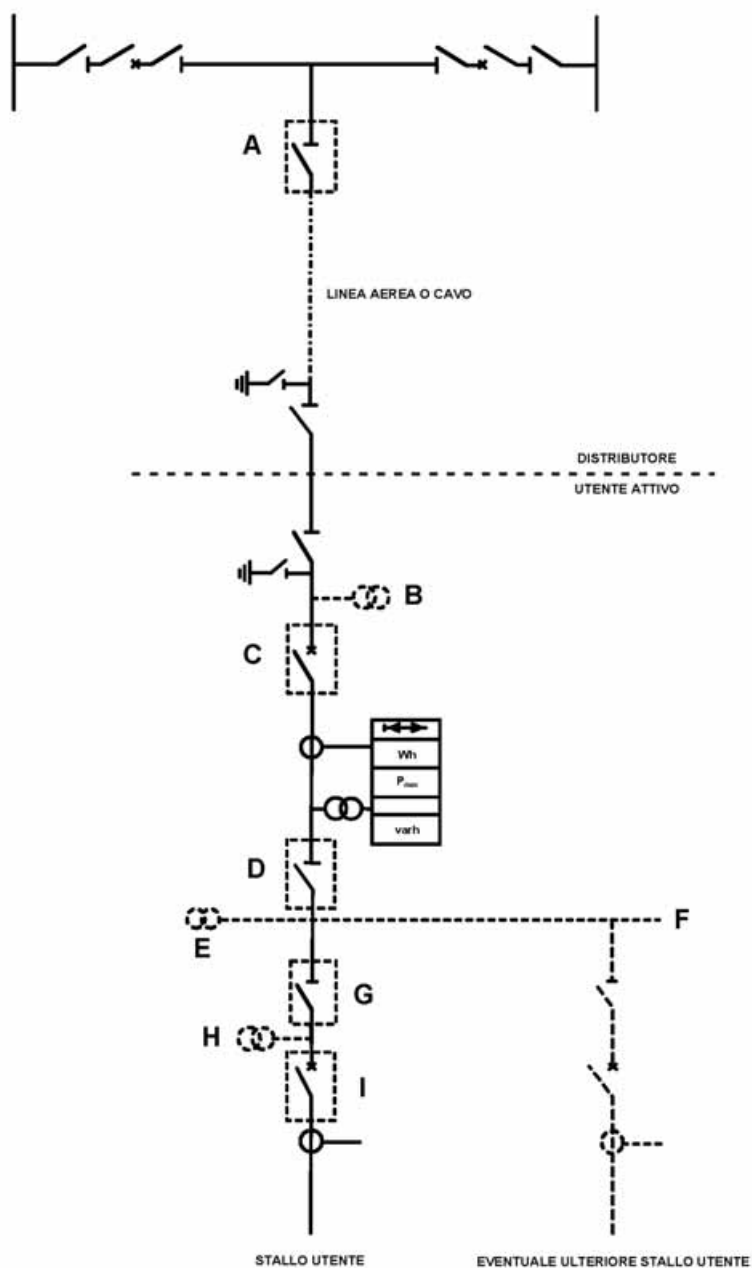
Figura 4 – Inserimento rigido in derivazione a T (schema IL1) per Utenti passivi

NOTE - 1) SE E' PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, E' SEMPRE NECESSARIO IL DG.
E' POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM E' POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE.
2) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG; AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI SIANO PREVISTE E NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE.

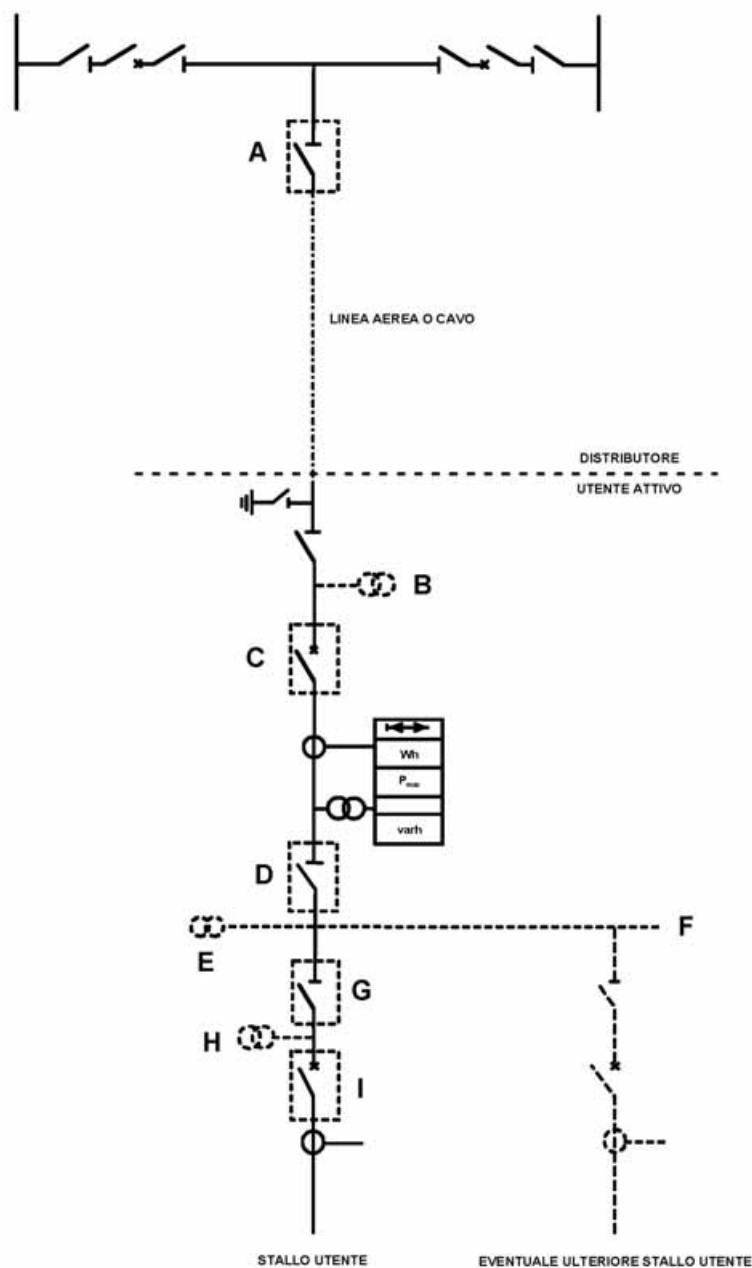
Figura 5A – Inserimento rigido in derivazione a T (schema IL1) per Utenti attivi

NOTE - 1) SE E' PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, E' SEMPRE NECESSARIO IL DG.
E' POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM E' POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE.
2) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG; AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI SIANO PREVISTE E NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE.

Figura 5B – Inserimento rigido in derivazione a T (schema IL1) per Utenti attivi

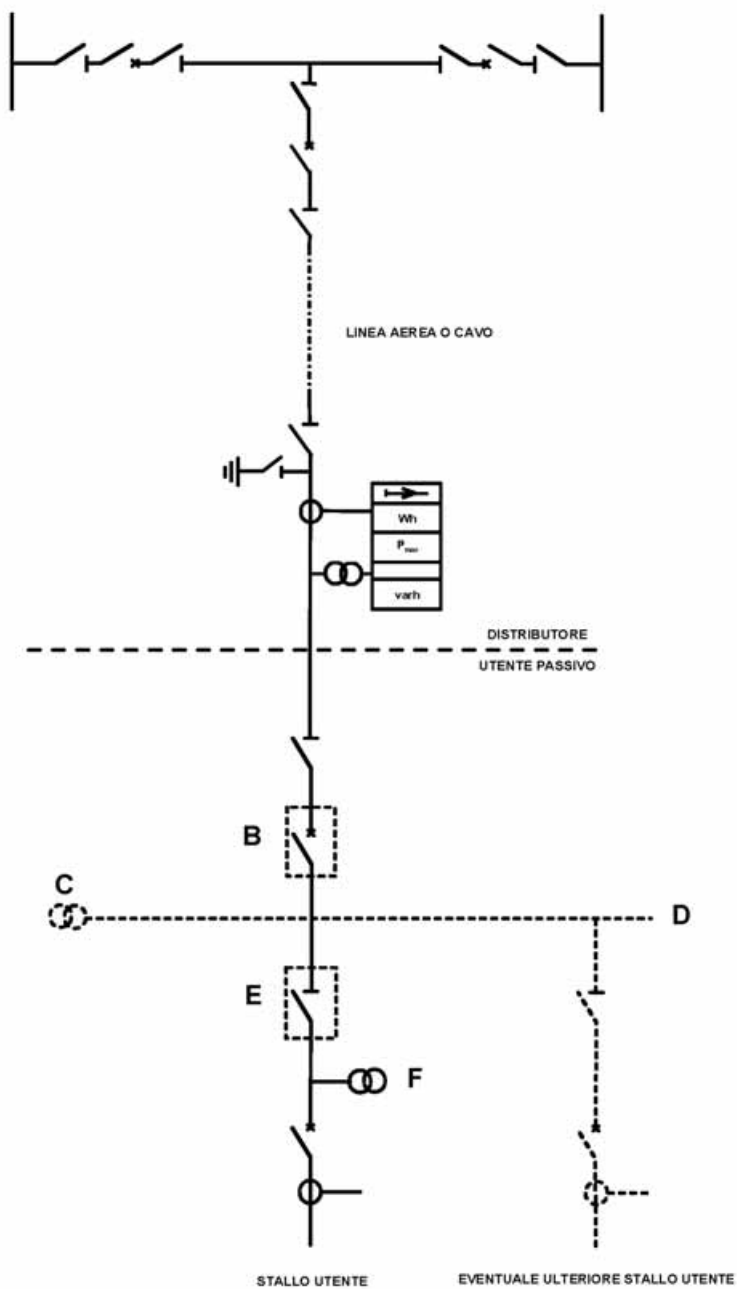
7.4.2 Schemi unifilari per connessione in antenna

NOTE - 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG), SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
2) IN ASSENZA DI DG, SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCE LA PROTEZIONE TIPICA DEL DG.

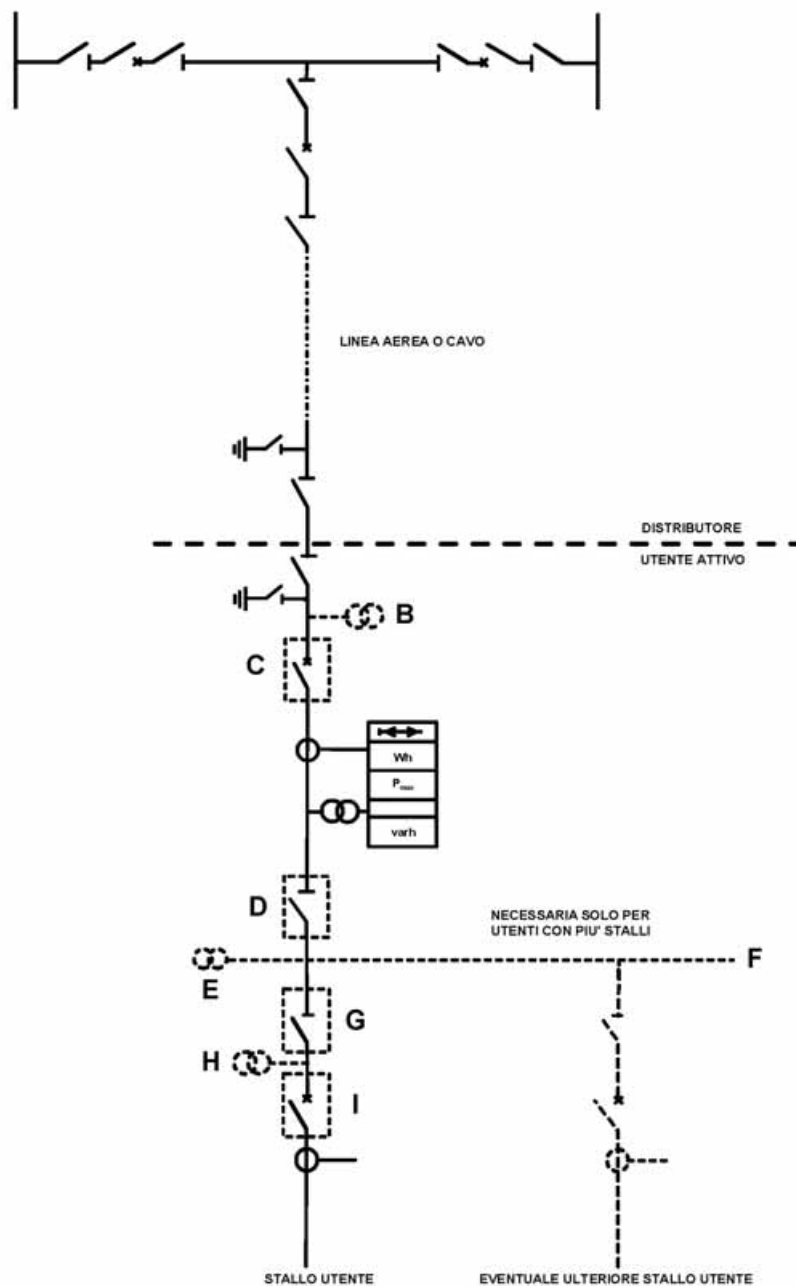
Figura 6 – Inserimento in antenna (schema ISx) per Utenti passivi

NOTE - 1) SE E' PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, E' SEMPRE NECESSARIO IL DG.
E' POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM E' POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE.
2) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG; AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI SIANO PREVISTE E NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE.

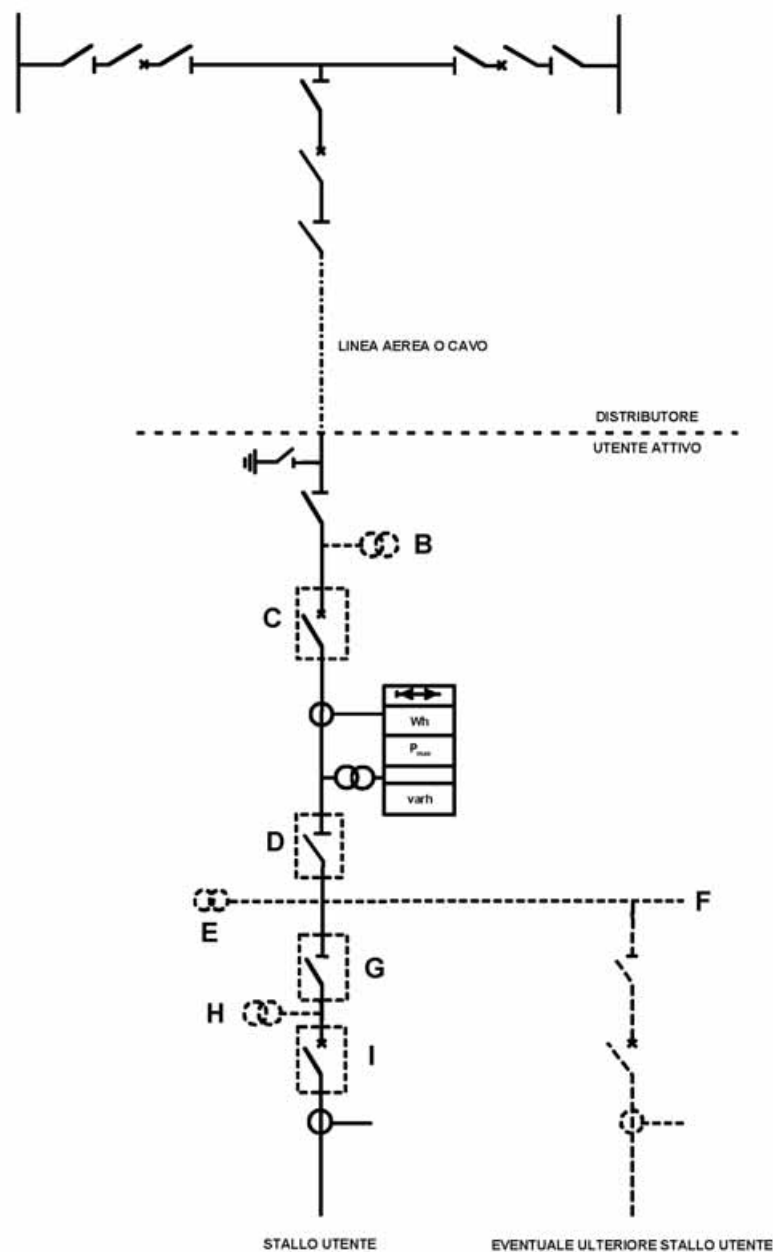
Figura 7A – Inserimento in antenna (schema ISx) per Utenti attivi

NOTE - 1) SE E' PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, E' SEMPRE NECESSARIO IL DG.
E' POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM E' POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE.
2) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE
3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG; AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALOR
TALI FUNZIONI SIANO PREVISTE E NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE.

Figura 7B – Inserimento in antenna (schema ISx) per Utenti attivi

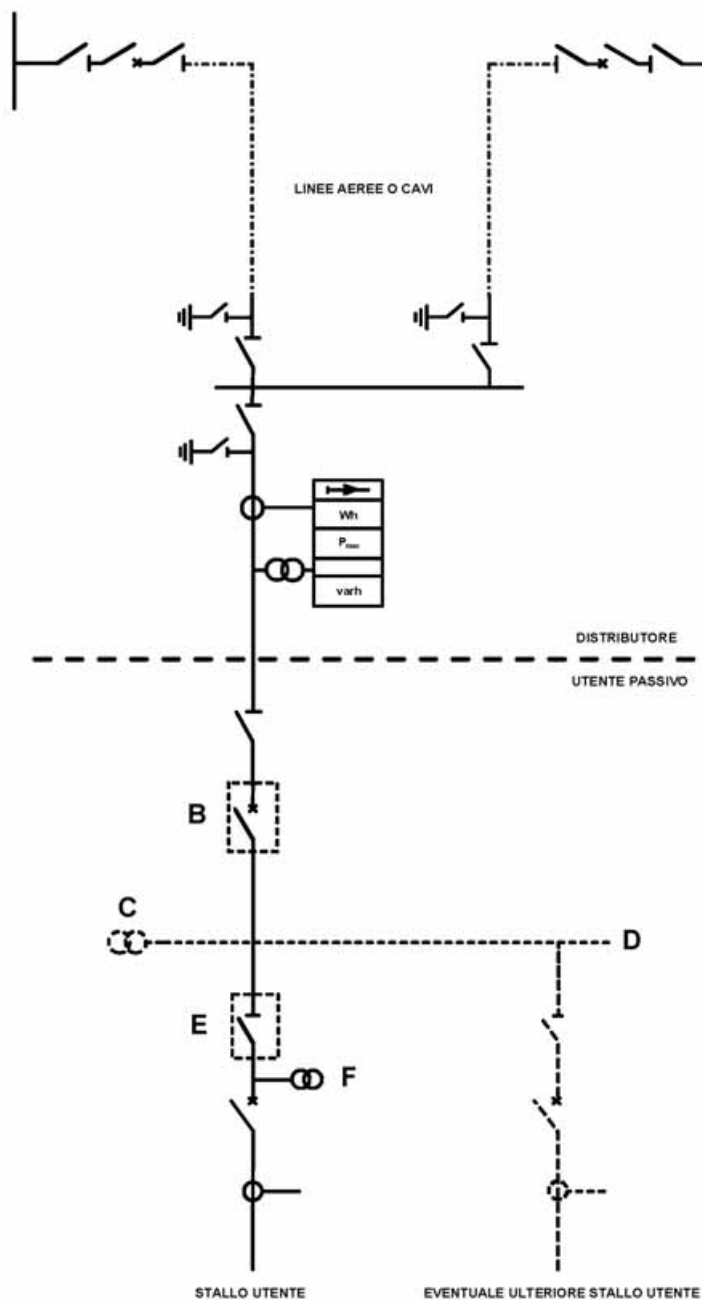
7.4.3 Schemi unifilari per connessione in entra-esce

NOTE - 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
2) IN ASSENZA DI DG, SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCE LA PROTEZIONE TIPICA DEL DG.

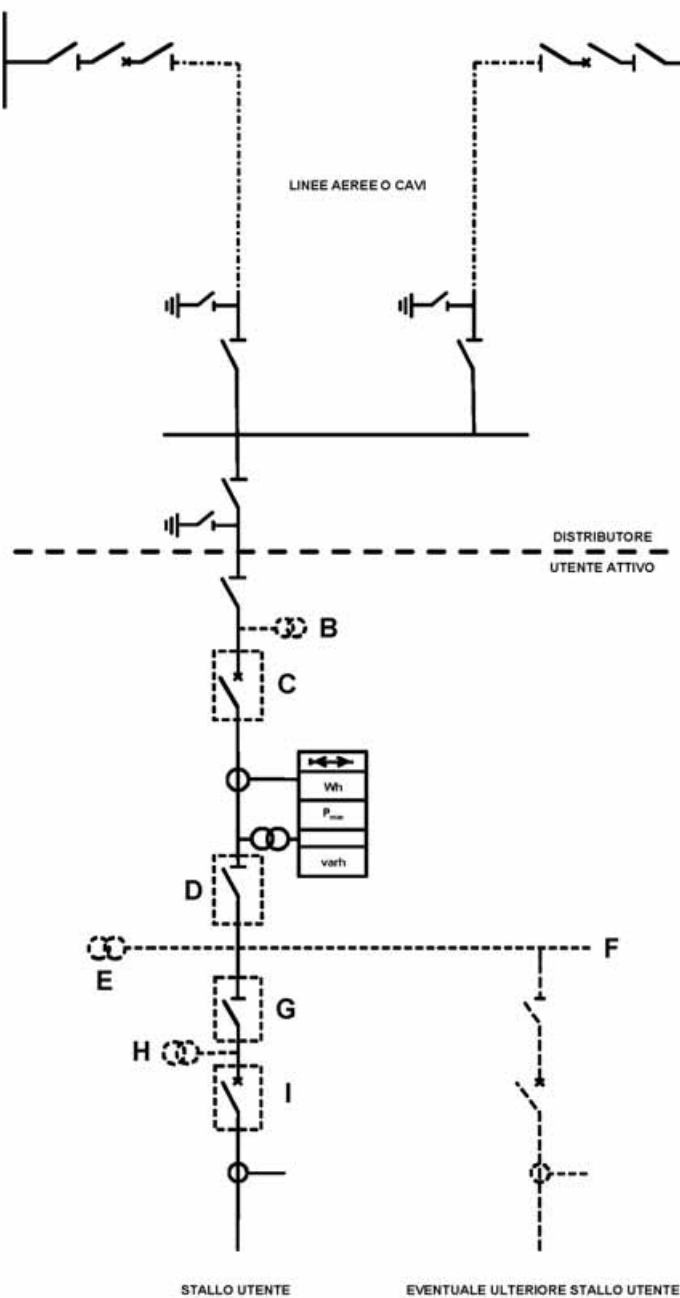
Figura 8 – Inserimento in entra-esce con schema ridotto su entrambi gli stalli (schema MR2) per Utenti passivi

NOTE - 1) SE E' PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, E' SEMPRE NECESSARIO IL DG. E' POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM E' POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE.
2) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG; AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI SIANO PREVISTE E NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE.

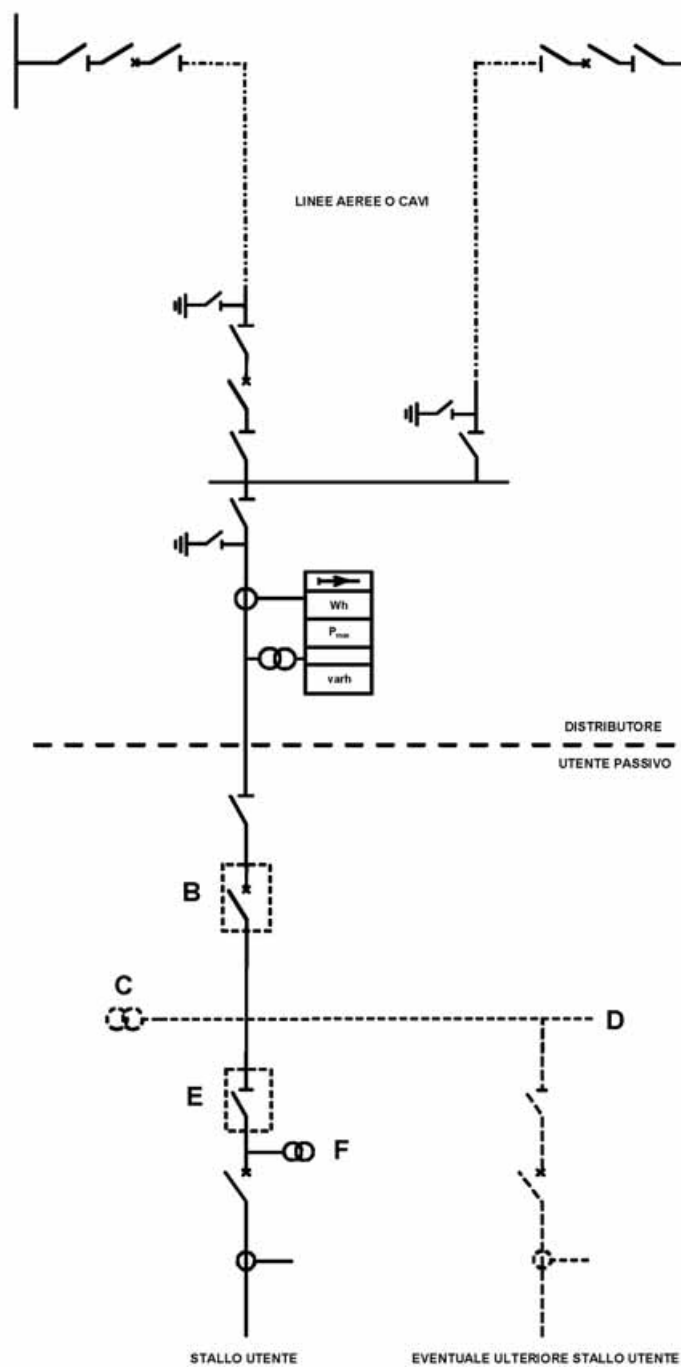
Figura 9 – Inserimento in entra-esce con schema ridotto su entrambi gli stalli (schema MR2) per Utenti attivi

NOTE - 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
2) IN ASSENZA DI DG, SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCE LA PROTEZIONE TIPICA DEL DG.

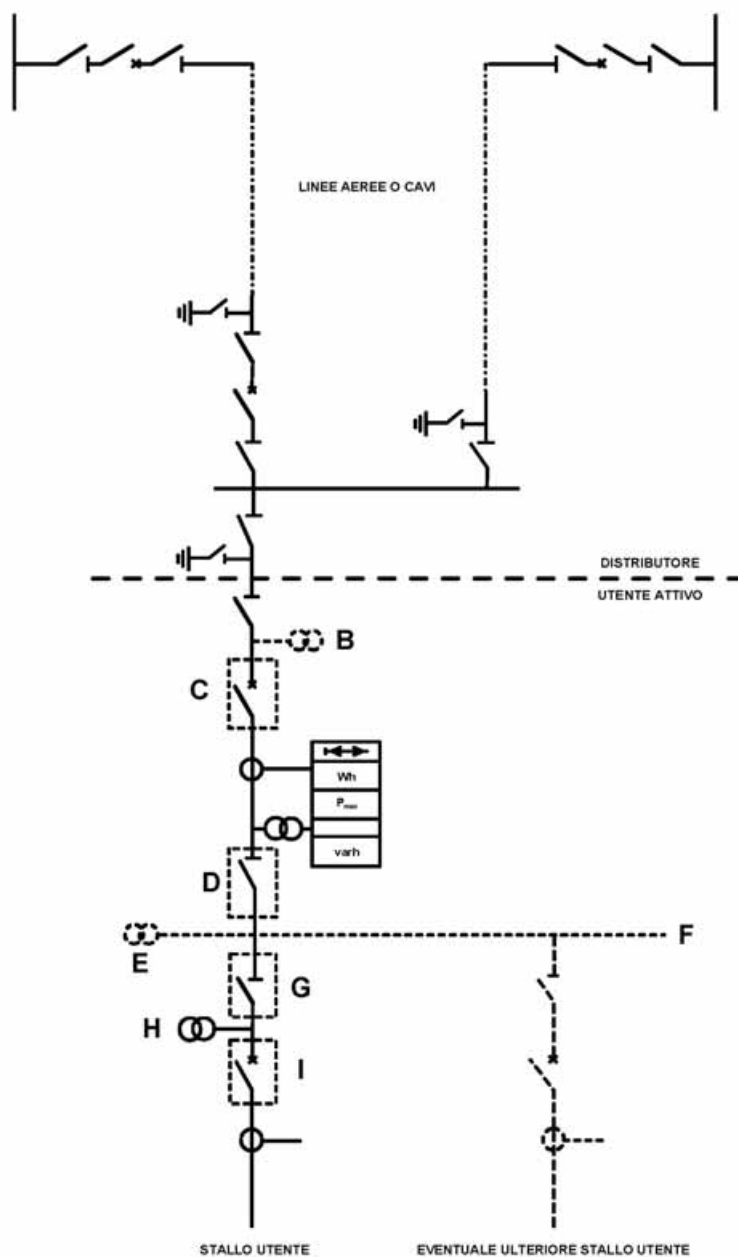
Figura 10 – Inserimento in entra-esce con schema ridotto su un solo stallo (schema MR1) per Utenti passivi

NOTE - 1) SE E' PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, E' SEMPRE NECESSARIO IL DG. E' POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM E' POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE.
2) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG; AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI SIANO PREVISTE E NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE.

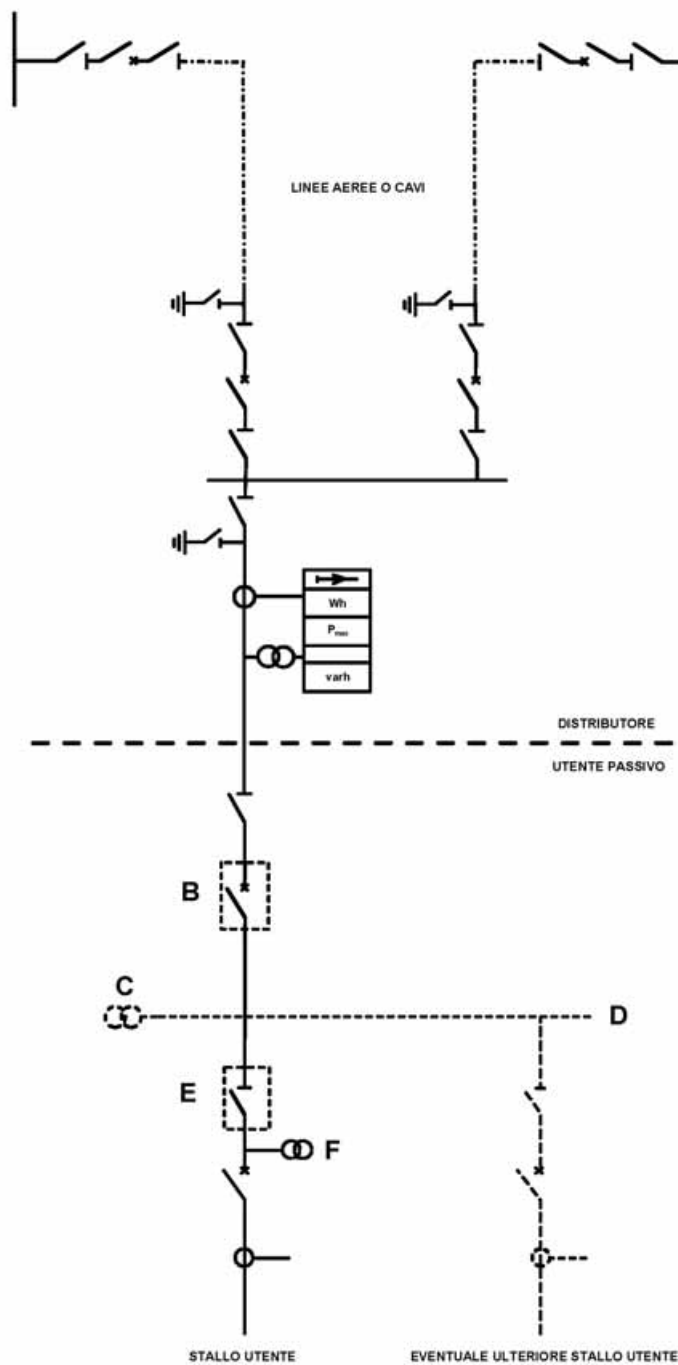
Figura 11 – Inserimento in entra-esce con schema ridotto su un solo stallo (schema MR1) per Utenti attivi (fino a 20 MVA)

NOTE - 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
2) IN ASSENZA DI DG, SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCE LA PROTEZIONE TIPICA DEL DG.

Figura 12 – Inserimento in entra-esce (schema CBa) per Utenti passivi

NOTE - 1) SE E' PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, E' SEMPRE NECESSARIO IL DG. E' POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM E' POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE.
2) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG; AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI SIANO PREVISTE E NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE.

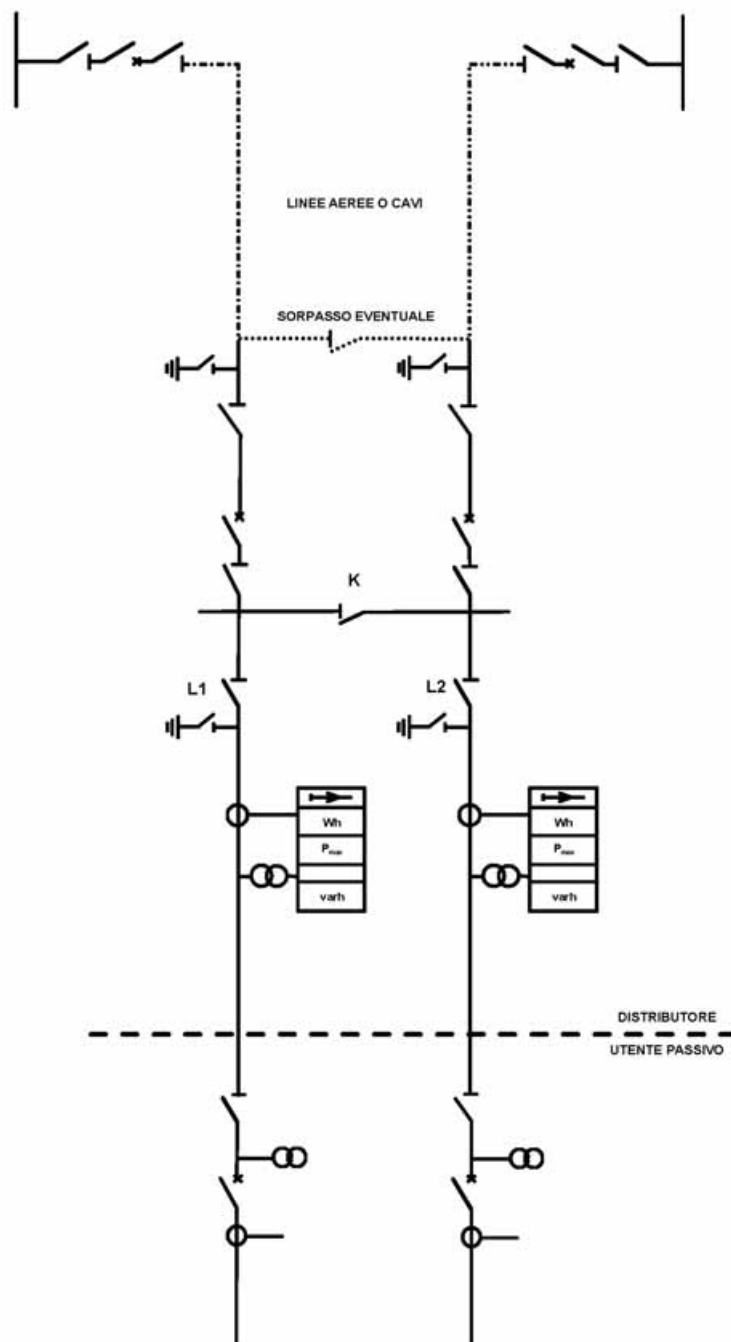
Figura 13 – Inserimento in entra-esce (schema CBa) per Utenti attivi

NOTA - E' POSSIBILE MOTORIZZARE E TELECOMANDARE I SEZIONATORI L1, L2 E K.

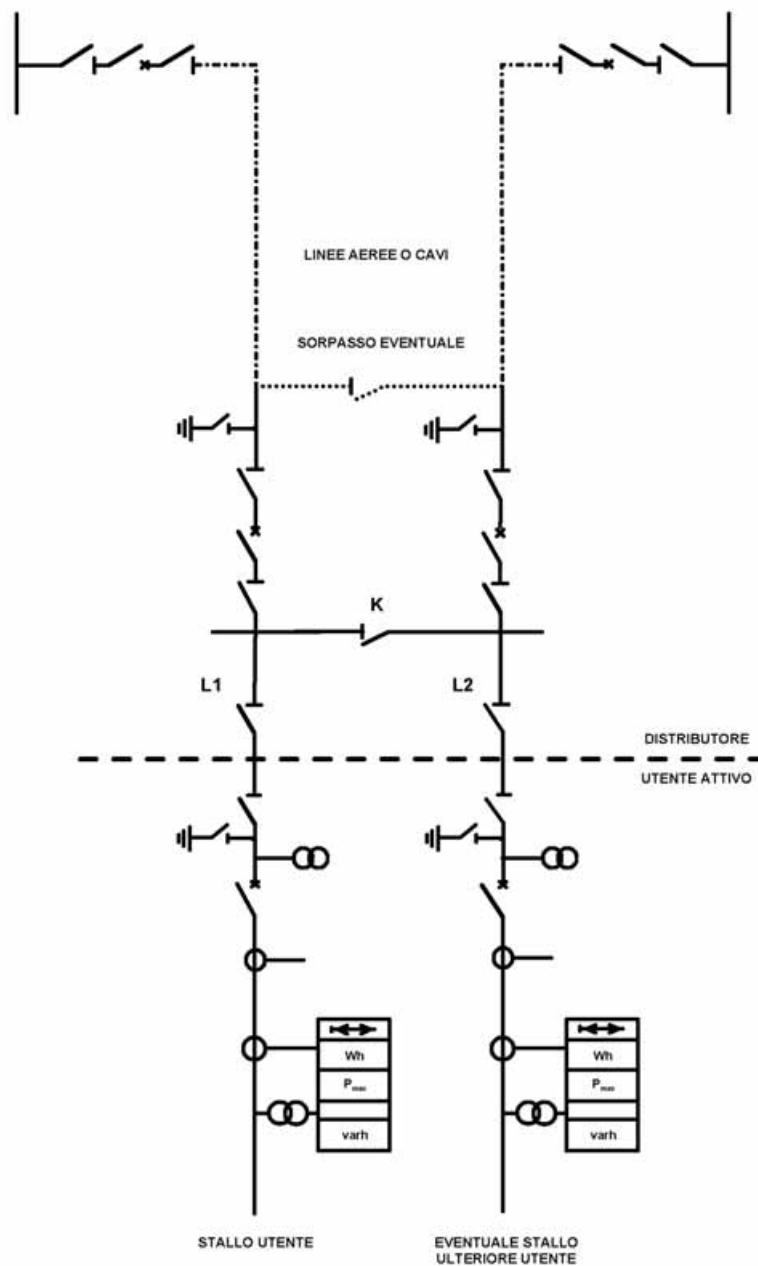
Figura 14 – Inserimento in entra-esce con doppio stallo Utente, congiuntore e sorpasso (schema CBb) per Utenti passivi

NOTA - E' POSSIBILE MOTORIZZARE E TELECOMANDARE I SEZIONATORI L1, L2 E K.

Figura 15 – Inserimento in entra-esce con doppio stallo Utente, congiuntore e sorpasso (schema CBb) per Utenti attivi

7.5 Regole tecniche di connessione comuni a tutte le categorie di Utenti

7.5.1 Confini di proprietà e apparecchiature dell'Utente funzionali all'attività di distribuzione

Le attività elettriche di competenza del Distributore devono essere separate dalle attività elettriche di competenza dell'Utente.

La Fig. 16 riassume nei termini generali la configurazione del collegamento d'Utente per la connessione in entra-esce di un Utente passivo.

Il punto di consegna è costituito dal confine tra impianto di rete per la connessione e impianto di utenza per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà(14) degli impianti.

Qualora l'impianto di rete per la consegna preveda sistemi di protezione, comando e controllo, deve essere previsto un fabbricato idoneo (secondo quanto riportato in 7.5.9) nel quale trovino posto i sistemi di protezione, comando e controllo delle apparecchiature ed equipaggiamenti funzionali al collegamento.

Qualora il suddetto fabbricato sia realizzato in area di proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del Distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Nel caso di Utenti passivi, trovano posto nel fabbricato anche i complessi di misura e/o telemisura delle grandezze elettriche. In tal caso a tale fabbricato (da predisporre secondo quanto riportato in 7.5.9) ha accesso anche l'Utente.

Nel caso di Utenti attivi, deve essere previsto un idoneo locale per il misuratore (da predisporre secondo quanto riportato in 7.5.9), con accesso garantito al Distributore; è preferibile che tale accesso avvenga da pubblica via. L'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del Distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Qualunque intervento del personale del Distributore necessario per mettere in sicurezza l'impianto dell'Utente (o sue parti) è regolato dal contratto per la connessione.

(14) Nel presente documento per proprietà s'intende la disponibilità del bene in generale.

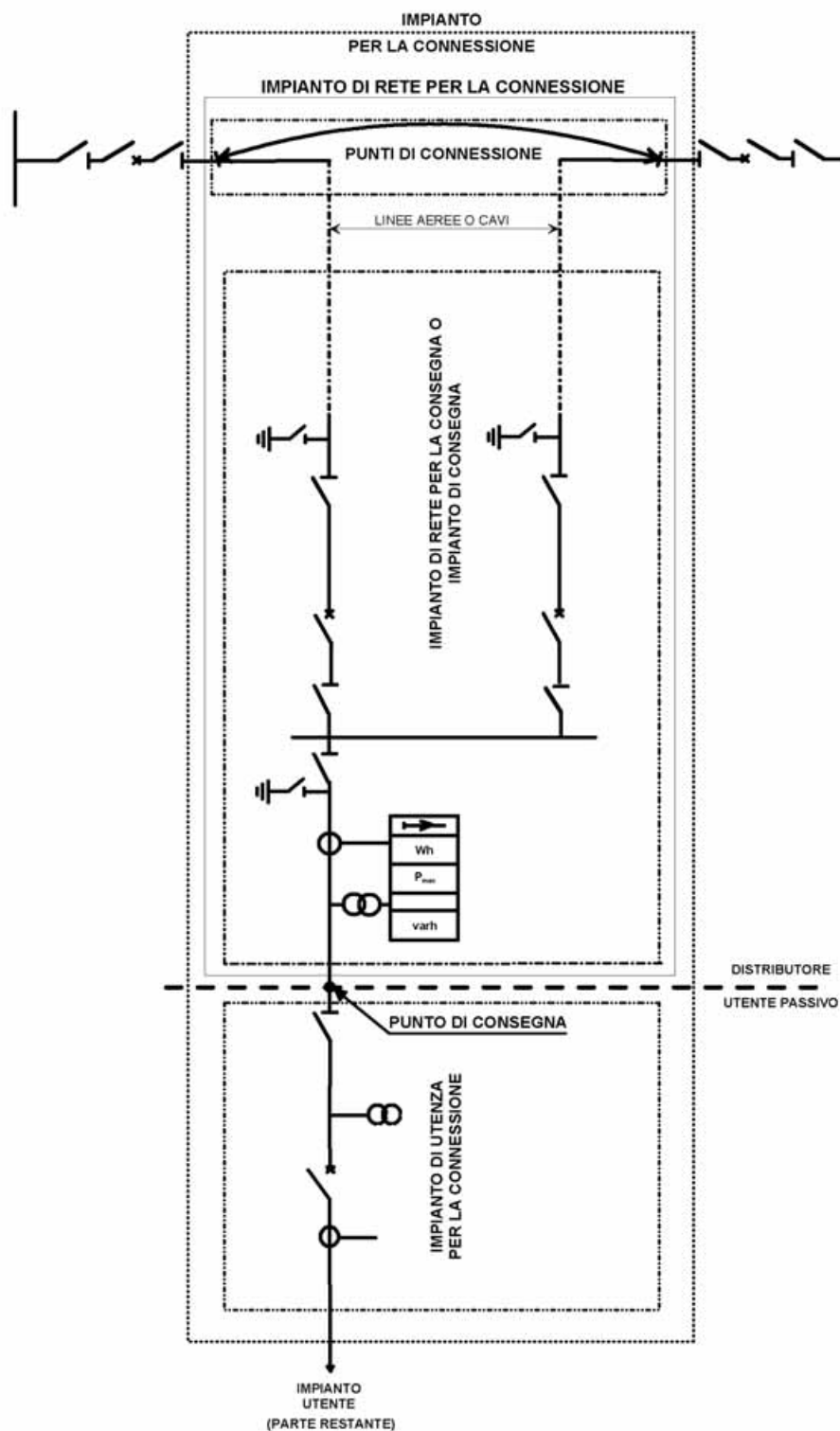



Figura 16 – Configurazione generale del collegamento d'Utente (p.es., caso di Utente passivo)

Nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione possono essere collocati uno o più[15] punti di consegna, che separano la proprietà del Distributore da quelle di uno o più Utenti e definiscono il confine circa le competenze per la realizzazione delle opere e le responsabilità in materia di manutenzione e garanzia reciproca delle prestazioni.

Nel caso di apparecchiature e componenti funzionali anche all'attività di distribuzione installati nell'impianto dell'Utente devono essere chiare le deleghe di responsabilità per l'esercizio ed la manutenzione intercorrenti tra Distributore e Utente.

7.5.1.1 Punto di consegna e confini di competenza

Il punto di consegna consiste generalmente nei codoli lato rete del sezionatore di linea (sezionatore di terra qualora presente) facente parte dell'impianto di utenza per la connessione. Il punto di consegna definisce il confine di competenza per quanto riguarda i circuiti di potenza.

Per i circuiti BT di controllo e protezione il confine di competenza è generalmente individuato in apposite interfacce o morsettiere di interfaccia.

7.5.1.2 Apparecchiature dell'Utente funzionali all'attività di distribuzione

Vengono definite apparecchiature dell'Utente funzionali (anche non in modo esclusivo) all'attività di distribuzione:

- tutti gli interruttori, sezionatori e sistemi di sbarra che, in relazione allo schema di connessione, sono necessari a configurare la rete, ovvero a garantire la continuità, la magliatura e la flessibilità di gestione della rete;
- tutti i sistemi di protezione, i telescatti e gli automatismi di apertura che agiscono sugli interruttori di cui alla precedente lettera a) che garantiscono la connessione operativa degli impianti di Utente nelle possibili condizioni di funzionamento;
- gli interruttori necessari al distacco dell'Utente dalla rete con i relativi sistemi di protezione e i telescatti e i relativi automatismi di apertura;
- gli apparati di monitoraggio, di misura e delle relative telecomunicazioni che garantiscono il flusso informativo tra Distributore e Utente.

Per quanto riguarda gli apparati di regolazione di tensione e frequenza nonché gli apparati di monitoraggio, di misura e di telecomunicazione che garantiscono il flusso informativo tra Gestore ed Utente si fa riferimento al Codice di Rete.

I rapporti tra Distributore e Utente devono essere conformi alle regole generali di seguito elencate.

- L'esercizio, e in particolare la conduzione, delle parti di cui alla precedente lettera a) deve essere effettuato attuando le indicazioni del Distributore, che determina le configurazioni di rete attraverso il comando degli organi di manovra. Il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti devono essere assicurati in tempi minimi. È necessario che tali organi di manovra possano essere manovrati, d'intesa con il Distributore, nell'arco delle 24 h della giornata e nell'arco dell'intero anno, localmente o comandati a distanza.
- L'esercizio delle parti di cui alla precedente lettera b) deve comprendere l'attuazione, ed il relativo riscontro, delle regolazioni delle protezioni stabilite. In caso di malfunzionamento, il ripristino della piena funzionalità deve avvenire in tempi minimi, tenendo presente che l'indisponibilità delle protezioni comporta l'apertura del collegamento.
- La gestione da parte dell'Utente degli apparati di cui alla lettera c) deve assicurarne la piena e continua funzionalità, nonché il ripristino della stessa in tempi minimi.
- La gestione da parte dell'Utente degli apparati di cui alla lettera d) deve assicurare le stesse prestazioni assicurate per gli apparati di cui alla lettera b), tenendo, tuttavia, conto della minore criticità dei tempi di ripristino delle parti di impianto in oggetto rispetto ai sistemi di protezione e controllo.
- Qualsiasi modifica degli apparati di cui ai punti a), b), c) e d) rilevante ai fini della funzionalità della rete deve essere concordata con il Distributore.

COP.

(15) Nel caso di connessione di più Utenti o di un singolo Utente con più punti di consegna.

- In caso di sviluppo e/o modifica della rete, l'Utente è tenuto ad adeguare gli apparati di cui al punto precedente a quanto richiesto dal Distributore.
- La manutenzione degli apparati di cui ai punti a), b), c) e d) rilevanti ai fini della funzionalità della rete deve essere concordata col Distributore ed allo stesso notificata.

7.5.2 Impianto di rete per la connessione

Il progetto, la realizzazione, la manutenzione, la riparazione e l'esercizio dell'intero impianto sono generalmente di pertinenza del Distributore.

Nei casi previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 281/05, è possibile la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione da parte del soggetto produttore.

Nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione, l'impianto di rete per la consegna è essenzialmente costituito dalle apparecchiature di manovra e sezionamento del Distributore. Sulla stessa sbarra AT facente parte dell'impianto di rete per la consegna, può essere prevista la predisposizione per la realizzazione della derivazione di un trasformatore AT/MT (Cabina Primaria) funzionale alla attività del Distributore (p.e., distribuzione pubblica in media tensione). In tal caso, la messa a disposizione degli spazi necessari alle attività del Distributore non direttamente funzionali alla connessione dell'Utente deve essere oggetto di appositi accordi.

L'impianto di rete per la consegna è di norma installato in un'area messa a disposizione dall'Utente, il cui accesso è riservato esclusivamente al personale del Distributore.

L'impianto dell'Utente deve essere sempre sezionabile dal resto della rete.

7.5.3 Impianto di utenza per la connessione

7.5.3.1 Dispositivi previsti

Gli impianti d'utenza per la connessione debbono risultare collegati alla rete attraverso uno o più dispositivi di sezionamento e interruzione.

In particolare, sono sempre necessari i dispositivi di seguito elencati; in funzione del tipo di impianto da connettere (impianto attivo o passivo) sono necessari ulteriori dispositivi, specificati in 7.6.2.

- *Sezionatore generale*, posto immediatamente a valle di ciascun punto di consegna e destinato a sezionare l'impianto di utenza per la connessione dalla rete.
- *Interruttore generale*, posto immediatamente a valle del sezionatore generale e in grado di escludere dall'impianto di rete per la connessione l'intero impianto di utenza. Tale interruttore può essere dotato di un dispositivo per il parallelo tra reti ed è normalmente da prevedere per tutte le tipologie di Utenti[16]. Tuttavia, l'interruttore generale può essere omesso se sono rispettate tutte le seguenti condizioni:
  - la sbarra dell'Utente è posta immediatamente a valle del punto di consegna ed è equipaggiata al più con una terna di trasformatori voltmetrici;
  - a tale sbarra sono attestati non più di tre stalli equipaggiati con i trasformatori di misura/protezione immediatamente a valle del relativo interruttore;
  - l'impianto Utente non è alimentato in derivazione rigida o con schemi ridotti in una porzione di rete dove è adottata una protezione differenziale di linea[17].
- In caso di omissione dell'interruttore generale, le funzioni normalmente attribuite a tale interruttore sono assolte dagli interruttori immediatamente attestati alla sbarra Utente, su ciascuno dei quali sono da prevedere le protezioni e le regolazioni tipiche del dispositivo generale.
- La funzione dell'interruttore generale non può essere assolta da interruttori il cui stato influenzi l'assetto e la magliatura della rete.

Il comando di chiusura dell'interruttore generale deve essere sempre regolamentato per non danneggiare persone o cose e deve essere esclusivamente impartito dall'Utente.

(16) L'insieme di sezionatore generale e interrutore generale è detto Dispositvo Generale (DG)

(17) Tipicamente, la protezione differenziale di linea è adottata qualora vi siano linee realizzate in cavo, ovvero vi siano linee aeree o miste aeree/cavo di lunghezza ridotta.

7.5.3.2 Criteri di dimensionamento

La separazione tra Utente e Distributore, in termini di responsabilità nell'esercizio, con riferimento alle attività di conduzione e manutenzione dell'impianto di connessione, deve essere ben individuabile sugli schemi e ben visibile in sito.

Per gli impianti già in esercizio, la separazione deve essere realizzata compatibilmente con la struttura d'impianto esistente ed in particolare con gli spazi disponibili.

La Norma CEI 11-1 è il di riferimento per la progettazione e la costruzione dell'impianto per la connessione. I componenti dell'impianto devono rispondere agli standard normativi CEI e CENELEC applicabili.

Tutte le apparecchiature dovranno essere dimensionate in modo compatibile con le caratteristiche della rete nel punto di connessione (p.e., tensioni e correnti nominali, correnti di cortocircuito, ecc).

Le dimensioni dell'area occupata dagli impianti e dai fabbricati devono essere tali da rispettare le distanze di sicurezza ed ogni vincolo stabilito dalle Norme CEI vigenti.

Il Distributore può modificare le caratteristiche dell'energia che fornisce all'Utente ovvero i propri impianti, nonché i criteri di esercizio della rete, sulla base dell'evoluzione della normativa, del progresso tecnologico che interessa sistemi ed apparecchiature e della situazione regolatoria, alla luce delle più recenti e affidabili acquisizioni tecniche e scientifiche, o a standard internazionalmente accettati. In tal caso la necessaria trasformazione degli impianti ed apparecchi deve aver luogo a cura del Distributore e dell'Utente per quanto di rispettiva proprietà. All'Utente deve essere garantito un anticipo minimo di 12 mesi per l'adeguamento eventualmente necessario dei propri impianti ed apparecchi. Specifici accordi verranno presi tra le parti.

7.5.4 Punti di consegna multipli e alimentazioni di emergenza

Il parallelo tra punti diversi della rete di distribuzione attraverso Utenti con più punti di consegna è regolato dal Distributore.

In caso di presenza di punti di consegna multipli, anche al fine dell'alimentazione di emergenza, devono essere previsti, su richiesta del Distributore, opportuni interblocchi meccanici. Tali interblocchi devono operare sugli organi di manovra per evitare il funzionamento in parallelo di distinti sistemi elettrici.

Qualora, per motivi legati alla complessità impiantistica o all'ubicazione delle apparecchiature, non siano possibili altre soluzioni, si dovranno prevedere blocchi elettrici a sicurezza positiva o di tipo ridondante.

Il Distributore può assicurarsi del corretto funzionamento degli interblocchi presenziando alle prove di funzionamento dei blocchi al momento della messa in servizio e/o richiedendo, in qualsiasi momento, l'effettuazione delle relative manovre alla presenza dei propri incaricati.

Allo scopo di evitare interruzioni del servizio durante il cambio di assetto della rete, previo accordo tra Distributore e Utente, è ammesso il parallelo transitorio realizzabile unicamente con un sistema automatico che verifichi la differenza tra i moduli e gli angoli delle tensioni. I valori massimi dei parametri per il parallelo sono predefiniti dal Distributore.

La durata del funzionamento in parallelo delle diverse alimentazioni deve essere la più breve possibile compatibilmente con i tempi di manovra e di telecomando degli interruttori e deve essere in ogni caso concordata con il Distributore.

7.5.5 Impianto di terra sotteso all'impianto di consegna

7.5.5.1 Dimensionamento

Il dispersore unico, relativo all'impianto di consegna e all'impianto di utenza per la connessione (eventualmente comune con il complessivo impianto di utenza), deve essere progettato e realizzato a cura dell'Utente. Il progetto del dispersore deve essere redatto a cura dell'Utente sulla base delle informazioni vincolanti fornite dal Distributore relative alla disposizione delle masse, delle masse estranee, delle apparecchiature, degli edifici e di ogni altro elemento che influenzi le tensioni di contatto e di passo nell'impianto di consegna e nell'impianto di utenza per la connessione.

COPIA

Nel progetto del dispersore unico si può tenere conto della riduzione della corrente di terra dovuta alle funi di guardia o allo schermo dei cavi secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1. La possibilità di tale collegamento deve essere concessa dal Distributore previo accordo con l'Utente e compatibilmente con le condizioni specifiche circa il trasferimento di potenziali pericolosi. In tal caso, il Distributore è tenuto a garantire la continuità della fune di guardia e dello schermo dei cavi.

L'informazione circa la disponibilità o meno delle funi di guardia o dello schermo dei cavi, ai fini del presente paragrafo deve essere resa disponibile all'Utente da parte del Distributore unitamente alle informazioni vincolanti di cui sopra.

Il dimensionamento del dispersore deve essere effettuato dall'Utente sulla base del valore della corrente I_E (come definita nella Norma CEI 11-1) e del tempo di eliminazione del guasto. Il Distributore deve fornire all'Utente il valore di corrente di guasto monofase a terra I_F (come definita nella Norma CEI 11-1) e il tempo di eliminazione del guasto (vedi anche in 5.1.1.8).

7.5.5.2 Verifiche

La verifica iniziale dell'impianto di terra relativo all'impianto di utenza deve essere effettuata mediante la misura delle tensioni di contatto e di passo, secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1, tenuto conto della Guida CEI 11-37 per quanto attiene i valori di U_{Tp}. In particolare, è richiesto che le verifiche siano condotte con uno strumento in grado di alimentare il circuito amperometrico con almeno 50 A. Al termine della verifica deve essere sempre compilata una relazione nella quale siano indicati la metodologia di prova e i risultati della verifica con le indicazioni dei valori misurati delle tensioni di contatto e di passo e dei punti in cui sono state misurate.

La verifica iniziale dell'impianto di terra di competenza del Distributore viene effettuata a cura del medesimo[(18)]; incaricati dell'Utente potranno presenziare a dette verifiche. È auspicabile che le due verifiche siano svolte contestualmente previo accordo tra le parti, in quanto, normalmente, l'effettuazione di dette misure rende tipicamente necessario l'impiego di un dispersore ausiliario di corrente a una distanza difficilmente raggiungibile con collegamenti provvisori (circuito per l'iniezione di corrente); di conseguenza, il Distributore rende disponibile (previi accordi con l'Utente) una propria linea di alimentazione, nonché l'impianto di terra di un'installazione adiacente quali, rispettivamente, circuito amperometrico e dispersore ausiliario di corrente.

Prima dell'attivazione della connessione, l'Utente consegna al Distributore copia della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore (secondo quanto prescritto dal Decreto 22 gennaio 2008, n. 37 e s.m.i.). Tale dichiarazione può riferirsi all'intero impianto elettrico di utenza o essere limitata al solo impianto di terra.

A tale dichiarazione deve essere aggiunta la relazione della misura delle tensioni di contatto e di passo (limitatamente all'impianto di utenza), che l'impresa installatrice deve consegnare all'Utente in base a un vincolo contrattuale da inserire esplicitamente negli accordi tra Utente e installatore. Il Distributore ha facoltà di presenziare alle suddette verifiche.

Le verifiche periodiche dell'impianto di terra di utenza sono di esclusiva pertinenza dell'Utente, il quale invia al Distributore copia del verbale delle verifiche di legge eseguite ai sensi del DPR 462/01 (e s.m.i.)[(19)].

Il Distributore provvede a comunicare autonomamente all'Utente variazioni significative e permanenti dei valori di corrente di guasto monofase a terra e/o dei relativi tempi di eliminazione del guasto tramite raccomandata A/R[(20)].

Al fine di comunicare il valore della corrente di guasto monofase a terra all'Utente, il Distributore, che esercisce la rete di alta tensione, deve mantenere aggiornati i dati con frequenza almeno annuale.

---

(18) È consigliabile che le parti si accordino in modo che l'Utente si faccia carico della verifica di ambo gli impianti, mentre il Distributore mette a disposizione il circuito amperometrico e il dispersore ausiliario, compatibilmente con le esigenze di esercizio della rete e di alimentazione di altri Utenti.

(19) In alcune specifiche situazioni, ove non ricorrano gli obblighi del DPR 462/01, si richiede la documentazione per le verifiche equivalente.

(20) In alternativa, previa comunicazione in fase di connessione, può essere impiegato un sistema di posta elettronica certificata.

Il calcolo va effettuato con riferimento all'assetto normale di esercizio della rete AT; non vanno considerate, pertanto, situazioni non permanenti, ad es. derivanti da guasti, variazioni di assetto per lavori, purché si preveda il ripristino delle precedenti condizioni di esercizio una volta avvenuta la riparazione dei guasti o completati i lavori.

Per variazione significativa e permanente del tempo di intervento, si intende una qualsiasi variazione (a crescere) del tempo di intervento stesso.

Nel caso della corrente di guasto, per variazione significativa e permanente, si intende una variazione stabile (ad es. aumento significativo della corrente per effetto della costruzione di nuove linee o stazioni, oppure ancora della connessione di nuovi impianti di generazione) della corrente effettiva di guasto monofase a terra superiore al valore già comunicato all'Utente.(21)

Le verifiche periodiche dell'impianto di terra di competenza del Distributore sono di competenza del medesimo. È auspicabile un accordo tra le parti.

L'Utente resta esclusivo proprietario e responsabile del dispersore unico, anche per la manutenzione, esercizio ed eventuali provvedimenti correttivi che si rendessero necessari per rientrare nei limiti di sicurezza, esclusi quelli dovuti ad ampliamenti o modifiche dell'impianto condotti dal Distributore(22).

7.5.5.3 Collegamenti ad altri impianti di terra

Qualora sia necessario mantenere separati gli impianti di terra della parte di impianto Utente su cui insistono le masse delle apparecchiature AT dal rimanente impianto di terra dell'Utente (p.e., stazione AT con trasformatori AT/MT di utenza posta a distanza rilevante dal rimanente impianto MT e BT dell'Utente), ovvero qualora siano presenti ulteriori punti di consegna (per emergenza) in MT o BT, al fine di evitare il trasferimento di tensioni tra i diversi impianti di terra, nel caso in cui la tensione totale di terra durante un guasto a terra in AT superi la tenuta d'isolamento a frequenza industriale della apparecchiature, deve essere previsto un trasformatore di isolamento opportunamente dimensionato.

7.5.6 Responsabilità per la sicurezza

Il Distributore e gli Utenti adottano regole di sicurezza per l'esecuzione di lavori nell'impianto stesso, in accordo con tutte le norme vigenti in materia (in particolare CEI EN 50110-1 e CEI 11-27) e con le procedure adottate dal Distributore, prevedendo, tra l'altro, le misure di sicurezza nei punti di sezionamento e sul posto di lavoro.

I Distributori e gli Utenti aggiornano le regole di sicurezza in relazione all'evoluzione normativa e alle modificazioni degli impianti.

7.5.7 Indisponibilità per manutenzione

I programmi di manutenzione delle parti d'impianto d'utenza direttamente funzionali all'assetto di esercizio della rete di distribuzione devono essere concordati e approvati dal Distributore, per tener conto della compatibilità con i piani di manutenzione della rete.

L'Utente è tenuto a:

- comunicare al Distributore il piano di indisponibilità nelle scadenze dal medesimo stabilite;
- comunicare tempestivamente ogni richiesta di variazione;
- coordinare i propri piani di lavoro con quelli del Distributore attenendosi ai programmi concordati.

I programmi di manutenzione di tutti gli altri elementi (relé, sistemi di comunicazione, ecc) che non comportano indisponibilità dei collegamenti ma di una o più funzioni d'interesse del Distributore, devono essere comunicati al Distributore stesso con congruo anticipo e da questi approvati.

COPIA

(21) Solo se la variazione è superiore al 10%.
(22) Per ampliamenti o modifiche si intende anche l'aggiunta (o la diversa collocazione) di masse non comprese nelle informazioni vincolanti fornite in fase di progetto (vedi 7.5.5.1)

7.5.8 Servizi ausiliari

L'Utente è tenuto a fornire al locale di competenza del Distributore un'alimentazione trifase BT con neutro, derivata dai propri impianti, con potenza adeguata alle esigenze dell'impianto collegato (generalmente 10 kVA per connessioni in antenna o derivazione, e 30 kVA per connessioni in entra – esce).

La messa a terra del neutro BT deve essere effettuata allo stesso impianto di terra dell'impianto di rete per la consegna.

Per le connessioni in entra-esce da linea AT, l'indisponibilità di tale alimentazione deve essere limitata a due ore dalla comunicazione da parte del Distributore, per esempio tramite gruppo elettrogeno ovvero ulteriore alimentazione di emergenza.

In questa fattispecie (connessione in entra-esce), in alternativa ripetto all'alimentazione di emergenza messa a disposizione dall'Utente, è facoltà del Distributore predisporre un'ulteriore alimentazione, per i servizi ausiliari, derivata da una connessione MT o BT per alimentazione di emergenza, secondo le condizioni stabilite dall'AEEG.

7.5.9 Caratteristiche dell'area e dei locali per l'impianto di rete per la consegna

Per la realizzazione dell'impianto di consegna, l'Utente deve mettere a disposizione del Distributore un'area opportunamente attrezzata, nella quale deve essere realizzato anche il fabbricato servizi. Al riguardo, si precisa quanto segue.

- *Connessioni in entra–esce*: l'area da mettere a disposizione è quella relativa all'impianto di consegna.
- *Connessioni in antenna da Cabina Primaria*: l'area da mettere a disposizione è quella necessaria per l'eventuale sezionamento (e misure in caso di Utente passivo).
- *Connessione in derivazione a T*: le aree da mettere a disposizione sono quelle necessarie per la realizzazione dell'impianto di consegna (e misure in caso di Utente passivo). Qualora il sezionamento all'inizio della derivazione a T sia in un'area ricompresa nel terreno di proprietà dell'Utente, l'Utente stesso deve mettere a disposizione anche l'area necessaria ad ospitare tale sezionamento.

In caso di connessioni in antenna o in derivazione a T, è facoltà del Distributore richiedere che le aree destinate all'impianto di rete per la consegna siano tali da consentire lo sviluppo per una futura connessione in entra-esce.

Le aree in oggetto resteranno di proprietà dell'Utente con cessione in uso al Distributore per tutta la durata in cui il rapporto con il Distributore resta in essere.

Qualora il Distributore ritenga necessario assicurarsi la disponibilità dell'area per proprie esigenze anche nell'eventualità di cessazione della connessione all'Utente, deve essere stipulato regolare atto di servitú inamovibile, con opzione per l'acquisto del terreno con diritto di prelazione.

L'area da mettere a disposizione del Distributore deve generalmente avere accesso diretto da strada aperta al pubblico; nel caso di connessioni in antenna o a T, qualora la suddetta area sia interna alla proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza da parte del Distributore (con mezzi idonei alle operazioni da compiere) deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Le aree dovranno essere provviste di illuminazione esterna comandata da interruttore crepuscolare.

Tutte le opere civili, compresa la progettazione esecutiva, necessarie per la realizzazione dell'impianto di consegna (fabbricato, recinzioni, fondazioni, pozzetti, tubi per il passaggio dei cavi BT, ecc.) devono corrispondere alle prescrizioni del Distributore. Le opere saranno a cura dell'Utente, che ha facoltà di scegliere l'esecutore delle opere stesse. La progettazione delle opere deve essere approvata dal Distributore; i requisiti fondamentali da soddisfare sono i seguenti:

- la separazione fra l'impianto di competenza del Distributore e quello dell'Utente deve essere realizzata mediante una recinzione di altezza almeno 2 m preferibilmente in rete non metallica o in pannelli non metallici (in laterizi, in cemento prefabbricato, ecc.), tale da permettere una chiara e reciproca visibilità degli impianti;
- l'accesso alla cabina del Distributore dalla strada aperta al pubblico deve essere diretto e avvenire tramite un cancello preferibilmente di tipo scorrevole, che permetta l'accesso ad automezzi con portata fino a 10 tonnellate, e largo almeno 5 m; in relazione a particolari dislocazioni degli impianti o per esigenze di sicurezza industriale, si può derogare a tale principio sempre che venga costantemente garantito al personale del Distributore il rapido e sicuro accesso agli impianti di pertinenza;
- le strade di accesso devono essere asfaltate, mentre per i piazzali su cui installare le apparecchiature si devono adottare idonee pavimentazioni;

il fabbricato deve essere conforme alle vigenti Norme di legge e tecniche, deve avere caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali (p. e., protezione dagli agenti atmosferici) adeguate al suo impiego, secondo quanto previsto dalle norme vigenti e dalle prescrizioni del Distributore, e deve essere composto:

- da un locale contatori (solo per Utenti passivi, dimensioni indicative 2,0 m x 3,5 m, altezza 2,8 m), per le misure AT che deve essere realizzato con porte distinte dotate di serrature diverse, in modo tale che il personale del Distributore e quello dell'Utente possano accedere solo all'impianto di propria competenza;
- per le connessioni in entra-esce, da tre ulteriori locali, (presenza di interruttori AT lato Distributore); i locali, accessibili solo al Distributore, sono così destinati: un locale da adibire ai quadri (dimensioni indicative 6,0 m x 3,5 m x 2,8 m), uno per la batteria dei servizi ausiliari (dimensioni indicative 2,0 m x 3,5 m x 2,8 m) ed uno per il telecontrollo (dimensioni indicative 2 m x 3,5 m x 2,8 m). Il locale per l'esercizio delle batterie stazionarie deve essere realizzato in conformità alla Norma CEI EN 50272-2 e alle Norme antinfortunistiche vigenti.

Il fabbricato deve inoltre essere completato con un impianto elettrico di servizio (illuminazione e forza motrice) e climatizzazione estiva ed invernale.

7.5.10 Caratteristiche dei componenti elettrici

Le prescrizioni seguenti si applicano all'impianto di rete per la connessione e all'impianto di utenza per la connessione.

Tutte le parti di impianto e le apparecchiature devono essere rispondenti alle normative in vigore all'atto dell'accettazione della soluzione tecnica minima di dettaglio. Le parti di impianto rilevanti ai fini dell'affidabilità e della continuità del servizio della rete (quali, ad esempio, macchine, apparecchiature o sistemi di controllo) devono essere fornite da costruttori operanti in regime di qualità, secondo ISO 9001, Vision 2000 (e s.m.i.).

Tutti gli apparati e tutti i circuiti, primari e secondari, devono presentare caratteristiche di funzionamento e sovraccaricabilità, permanente e transitoria, corrispondenti alle caratteristiche nominali e alle correnti massime di cortocircuito della rete nei siti di connessione.

Per la particolare importanza associata al Dispositivo Generale (cui sono delegate le funzioni di intervento selettivo in caso di guasto interno alla rete di Utente) le relative prescrizioni sono contenute nel successivo paragrafo dedicato.

7.5.11 Dispositivo Generale

Il Dispositivo Generale deve rispondere alle prescrizioni contenute in 7.5.3.1. Le funzioni di protezione associate al DG sono dettagliate nel paragrafo che segue.

COPIA

-INE

7.5.12 Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale

7.5.12.1 Criteri generali

I sistemi di protezione dell'Utente e della rete devono:

– contribuire alla sicura individuazione degli elementi guasti del sistema elettrico ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio;
– essere opportunamente coordinati;
– essere monitorati, ai fini dell'accertamento del comportamento e per la ricostruzione dei disservizi;
– assicurare la riserva reciproca in caso di malfunzionamento.

La scelta del sistema di protezione dell'Utente (per gli aspetti rilevanti ai fini della rete di distribuzione) deve essere effettuata seguendo le indicazioni del Distributore, tenendo conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti:

– assetto delle protezioni nelle stazioni limitrofe;
– schemi di connessione;
– caratteristiche dell'impianto di rete per la connessione, dell'impianto di utenza per la connessione e del restante impianto dell'Utente (esecuzione in aria, SF_6, ecc.);
– caratteristiche dei collegamenti (linea aerea, in cavo, mista).

Le caratteristiche e la tipologia dei relé da adottare devono tenere conto della natura attiva o passiva dell'impianto dell'Utente.

L'Utente e il Distributore sono responsabili del corretto funzionamento dei propri sistemi di protezione. Tali sistemi devono essere correttamente mantenuti. In occasione di interventi intempestivi, ovvero di mancati interventi del sistema di protezione dell'Utente, su richiesta l'Utente stesso è tenuto a fornire al Distributore (e al Gestore) le informazioni necessarie alla ricostruzione dell'evento. Analoghe procedure si applicano al Distributore in caso di malfunzionamenti al sistema di protezione di pertinenza del medesimo. In caso di malfunzionamento del sistema di protezione dell'Utente, il Distributore e il Gestore hanno facoltà di chiedere la revisione del sistema e l'immediata adozione di provvedimenti correttivi.

Per quanto riguarda le informazioni che l'Utente deve fornire al Distributore (e al Gestore), esse sono specificate nella Norma CEI 11-32 per gli Utenti attivi; per gli altri Utenti tali informazioni consistono nelle segnalazioni di avviamento e scatto delle protezioni, nonché negli eventuali tracciati degli oscilloperturbografi presenti in impianto.

Il macchinario dell'impianto di Utente deve essere protetto contro sollecitazioni dovute a guasti non coperti dalle protezioni di rete (quali, ad esempio, i guasti longitudinali[(23)]. Il macchinario medesimo deve inoltre resistere alle sollecitazioni dovute ai guasti in rete, ed alle eventuali richiusure effettuate sulla rete stessa.

7.5.12.2 Protezioni da adottare per gli tutti gli Utenti

Nel punto di consegna il Distributore non è tenuto a installare alcuna apparecchiatura di protezione.

Il Sistema di protezione (ovvero Sistema di Protezione Generale, SPG nel seguito) associato al Dispositivo Generale è composto da:

– trasformatori di corrente di fase (e, se previsti, trasformatori di tensione) con le relative connessioni al relé di protezione;
– relé di protezione (Protezione Generale, PG nel seguito) con relativa alimentazione;
– circuiti di apertura dell'interruttore.

Nel suo complesso, il SPG deve essere in grado di funzionare correttamente in tutto il campo di variabilità delle correnti e delle tensioni che si possono determinare nelle condizioni di guasto per le quali è stato previsto.

(23) Il caso più tipico di guasti longitudinali è costituito dall'interruzione di fase.

Le protezioni contro i guasti interni[24] devono provvedere a isolare in modo definitivo e selettivo la sola parte guasta dell'impianto di Utente, compatibilmente con lo schema di connessione adottato, senza coinvolgere parti di rete o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

Tali protezioni (Protezione Generale, PG nel seguito) devono agire sull'interruttore generale (ovvero sugli interruttori attestati sulla sbarra Utente, in caso di omissione del DG).

Le funzioni sopra descritte devono essere garantite, per esempio[25], mediante:

- protezione di massima corrente tripolare a due soglie a tempo indipendente;
- protezione che provvede ad isolare l'Utente dalla rete aprendo il dispositivo generale in caso di mancanza di tensione ausiliaria, ad esempio realizzata con un relé di minima tensione.

Qualora non sia sempre garantita l'immediata possibilità di manovra[26] dell'interruttore generale su richiesta del Distributore, è facoltà del Distributore richiedere all'Utente l'installazione di un relé di minima tensione ad azione ritardata, in grado di aprire l'interruttore generale a seguito di una disalimentazione prolungata dell'impianto stesso.

Data la specificità delle funzioni che devono essere garantite dalla PG in rapporto alle peculiari caratteristiche delle reti AT di distribuzione, nonché le necessità di elevata affidabilità e rapidità di intervento che tale protezione deve garantire, nell'Allegato C si descrivono in dettaglio i requisiti del Sistema di Protezione Generale.

7.5.12.3 Regolazioni dei dispositivi di protezione

Le regolazioni di tutte le protezioni elettriche, principali e di riserva, ovunque installate (nella stazione/cabina di connessione, nell'impianto di consegna, e nell'impianto di Utente, qualora attivo), che condizionano l'eliminazione dei guasti sulla rete sono stabilite dal Distributore mediante procedure codificate, concordate con il Gestore, in linea con quanto prescritto dal Codice di Rete.

Il Distributore e l'Utente si devono scambiare a tal fine tutte le informazioni necessarie.

7.5.12.4 Interventi sui dispositivi di protezione

La regolazione della protezione generale dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente e della rete di alimentazione. I valori di regolazione della protezione generale devono essere impostati dall'Utente sulla base di quanto comunicato dal Distributore d'intesa col Gestore; stante la specificità degli impianti AT, le regolazioni delle protezioni devono essere indicate caso per caso, secondo criteri di selettività.

Le caratteristiche funzionali e le regolazioni delle protezioni elettriche, concordate o già impostate sulle protezioni stesse, non possono essere modificate dall'Utente senza il preventivo assenso del Distributore.

L'Utente è tenuto ad adeguare le protezioni, installate sui propri impianti, che possano a qualsiasi titolo interferire con il corretto funzionamento della rete, qualora siano caratterizzate da prestazioni, stimate in base alla documentazione o verificate, insufficienti a soddisfare le prescrizioni della presente Norma.

7.5.12.5 Dispositivi di richiusura automatica

Alle protezioni di linea sono tipicamente associati dispositivi di richiusura rapida e lenta.

Il Distributore e il Gestore concordano, a seconda delle caratteristiche dell'impianto Utente e della rete, il tipo di richiusura (unipolare, tripolare, uni-tripolare) da adottare e, ove necessario, le finestre di sincronismo, anche secondo le prescrizioni contenute nel Codice di Rete.

(24) Per guasti interni si intendono i guasti originantisi all'interno dell'impianto Utente.
(25) Per la protezione contro i guasti interni di impianti di Utenti attivi, si veda anche la Norma CEI 11-32.
(26) Tale possibilità si ritiene garantita qualora l'impianto sia presidiato permanentemente da personale in grado di effettuare le manovre ovvero manovrabile in teleconduzione su richiesta del Distributore.

Tali scelte devono essere effettuate secondo i criteri usualmente adottati per linee della rete di trasmissione di pari livello di tensione.

In generale, la richiusura rapida tripolare non è adottata nei collegamenti direttamente afferenti agli Utenti attivi, per evitare sollecitazioni meccaniche inammissibili sui generatori presenti, e nei tronchi successivi di rete. In casi particolari, la richiusura rapida tripolare può essere adottata anche in prossimità di Utenti attivi, predisponendo opportuni criteri di esercizio cautelativi. In alternativa, può essere richiesta l'apertura e la richiusura uni-tripolare, anche adeguando gli interruttori della rete esistente. Sugli stalli AT afferenti a linee totalmente in cavo solitamente non si attivano le richiusure.

Il proprietario di ciascun componente o apparato garantisce la rispondenza del componente o dell'apparato stesso ai requisiti di cui sopra.

7.5.13 Stato del neutro

Per tensioni uguali o superiori a 120 kV, i centri stella dei trasformatori elevatori di centrale e di interconnessione tra reti devono essere predisposti per il collegamento francamente a terra, rendendo il neutro lato AT accessibile. Per consentire la circolazione della corrente omopolare, tali trasformatori dovranno avere un avvolgimento a triangolo.

7.5.14 Sistemi di comunicazione

L'Utente deve trasmettere al Distributore, se da questo richieste, i segnali e le misure stabilite in fase di definizione della connessione, limitatamente al punto di consegna.

Per gli Utenti i cui impianti comprendano unità (di produzione o di consumo) rilevanti, i sistemi di controllo in tempo reale, di comunicazione, teleregolazione e teletrasmissione dati, telefonia e telecomandi devono essere compatibili con quanto richiesto dal Codice di Rete.

Limitatamente alle linee di connessione dell'impianto alla rete potranno essere richieste dall'Utente, se disponibili, informazioni rilevate da:

- registratori cronologici degli eventi;
- segnalazioni locali;
- dispositivi per la rilevazione della qualità della tensione.

Si raccomanda che i protocolli di comunicazione siano conformi alle norme della serie IEC 60870.

7.6 Regole tecniche di connessione per gli Utenti passivi

Le prescrizioni del presente paragrafo si applicano a tutte le apparecchiature elettriche direttamente connesse con la rete che prelevano energia per uso proprio, con connessioni semplici o multiple (connessioni multi-sito).

7.6.1 Dispositivi per il distacco del carico

L'alleggerimento del carico viene effettuato:

- con dispositivi locali (EAC), basati sulla misura della frequenza e/o della tensione;
- con dispositivi centralizzati del Gestore (BME, BMI).

L'alleggerimento del carico con dispositivi locali viene realizzato, a fronte di variazione della frequenza, in modo da assicurare che venga disalimentato selettivamente il minimo carico (in MW) necessario a ristabilire la frequenza nominale. A tale scopo, su richiesta del Gestore, sono installati dal Distributore nei propri impianti opportuni dispositivi di alleggerimento del carico sensibili alla frequenza e/o alla sua derivata che possono aprire gli interruttori delle linee di alimentazione degli Utenti.

Per l'alleggerimento del carico effettuato con dispositivi centralizzati si applicano le regole di cui al Codice di Rete.

La necessità e le modalità di installazione dei dispositivi di distacco del carico sono definite in fase di connessione, ovvero in fase successiva, a seconda dell'evoluzione dei piani di difesa del sistema.

Nel caso di Utenti interrompibili, devono essere rispettare le prescrizioni contenute nel Codice di Rete.

7.6.2 Limiti di scambio di potenza reattiva

I valori limite del fattore di potenza consentiti nel punto di consegna devono essere concordati nel contratto per la connessione, nel rispetto delle normative tecniche vigenti e del Codice di Rete.

7.7 Regole tecniche di connessione per Utenti attivi

La connessione di Utenti attivi è regolata nel paragrafo 7.7.2, per Utenti i cui impianti non comprendano unità di produzione rilevanti; la connessione dei rimanenti Utenti attivi è invece regolata al paragrafo 7.7.3. Alcune specifiche necessità protettive, legate alla rete AT, sono specificate qui di seguito.

7.7.1 Prescrizioni generali

7.7.1.1 Telescatto rapido per protezione

In relazione alle caratteristiche degli impianti e allo schema di connessione, al fine di garantire la selettività di intervento e la possibilità di estinzione del guasto, il Distributore e/o il Gestore possono prescrivere l'impiego di sistemi di telescatto diretto che agiscono sugli interruttori generali o d'interfaccia.

7.7.1.2 Teleprotezione e differenziali longitudinali

Nel caso di linee corte od a più di due terminali, l'estremo di competenza dell'Utente deve essere equipaggiato con protezioni e apparati di teleprotezione compatibili con quelli adottati sulla rete.

In caso di impiego di protezioni differenziali longitudinali di linea, gli apparati agli estremi (da installare e mantenere a cura del Distributore e dell'Utente) devono essere uguali (stesso costruttore e stesso modello).

7.7.2 Utenti attivi non dotati di unità di produzione rilevanti

Le regole tecniche di connessione di cui al presente paragrafo si applicano esclusivamente agli Utenti i cui impianti non comprendano unità di produzione rilevanti. Su richiesta dell'Utente, qualora le condizioni della rete lo consentano, è possibile applicare, in alternativa a quanto prescritto nel presente paragrafo, le soluzioni previste in 7.7.3 per unità di produzione rilevanti.

7.7.2.1 Impianto di utenza. Dispositivi previsti

Oltre a quanto previsto in 7.5, per gli impianti attivi devono essere presenti i seguenti dispositivi (vedi Fig. 17):

- *interruttore di generatore*, in grado di escludere ciascun gruppo di generazione. Tale interruttore deve essere dotato di un dispositivo per il parallelo del gruppo;
- *interruttore di interfaccia*, in grado di assicurare la separazione di una porzione di rete del produttore comprendente eventuali linee, uno o più generatori, gli eventuali carichi essenziali e gli eventuali carichi privilegiati in modo da permettere il loro funzionamento separato dalla rete. Esso deve comprendere un dispositivo per il parallelo tra le reti.

In taluni casi, gli interruttori possono svolgere più funzioni tra quelle prima elencate, purché:

- tra il punto di consegna e ciascun gruppo di generazione siano installati almeno due interruttori;
- gli interruttori siano tali da assolvere tutte le funzioni previste per ciascun interruttore separatamente.

La manovra degli interruttori di generatore e d'interfaccia spetta esclusivamente all'Utente.

COPIA

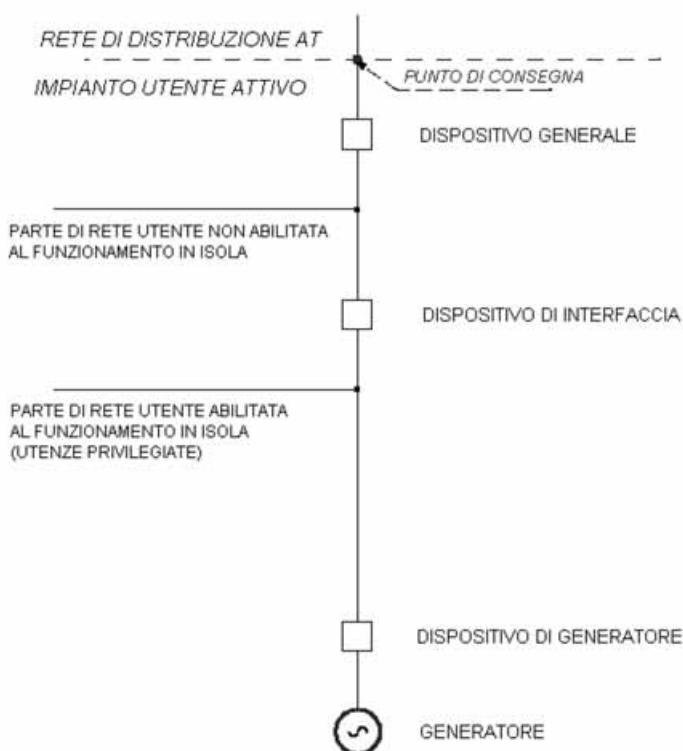



Figura 17 – Configurazione generale dell'impianto d'utenza attivo

7.7.2.2 Prestazioni degli impianti di generazione

Le prestazioni degli impianti di generazione, sia in condizioni normali, sia in caso di guasto, sono definite dalla Norma CEI 11-32.

7.7.2.3 Protezioni dei gruppi di generazione

La scelta del sistema di protezione e della sua regolazione deve essere effettuata in modo coordinato con il Distributore e il Gestore sulla base di quanto prescritto nel Codice di Rete, tenendo conto di:

- schema di connessione adottato (in entra-esce, in antenna, ecc.);
- potenza nominale complessiva dell'impianto di produzione;
- caratteristiche realizzative dell'impianto di produzione, dell'impianto di consegna, della stazione di connessione;
- caratteristiche delle linee di collegamento tra l'impianto di rete per la connessione e la stazione (o le stazioni) di connessione (linea aerea, in cavo, mista, ecc.).

Devono essere previste protezioni di riserva che, opportunamente coordinate, suppliscano, ove necessario, al mancato intervento delle protezioni principali.

7.7.2.4 Protezioni contro i guasti interni all'impianto di utenza

Le protezioni dei gruppi di generazione per i guasti interni sono descritte nella Norma CEI 11-32; esse devono isolare tempestivamente il guasto in modo da minimizzare le perturbazioni indotte nella rete di distribuzione.

7.7.2.5 Dispositivi finalizzati alla separazione dalla rete

Il distacco dei gruppi di generazione dalla rete AT tramite il dispositivo di interfaccia deve avvenire nei seguenti casi:

- funzionamento in rete separata, compreso il caso di temporanea separazione dalla rete per effetto di apertura e successiva richiusura rapida tripolare sugli interruttori di rete affacciati all'impianto di Utente;

– guasti[27] o funzionamenti anomali[28] della rete AT, secondo quanto richiesto dal Distributore ed eventualmente dal Gestore di Rete.

Il distacco dei gruppi deve avvenire per mezzo dell'intervento della protezione di interfaccia, i cui requisiti funzionali sono riportati in Allegato E.

Per impianti connessi, direttamente o tramite linea, a impianti di connessione dotati di protezione contro la mancata apertura dei relativi interruttori, l'impianto d'Utente deve essere predisposto per ricevere un comando d'apertura da smistare ad opportuni interruttori in modo da eliminare il contributo dei generatori al guasto.

Nel contratto per la connessione, possono essere concordate modalità di distacco per guasti esterni per consentire la richiusura rapida tripolare anche in prossimità dei gruppi stessi.

In tutte le situazioni e connessioni, l'Utente attivo può continuare ad alimentare il suo impianto interno in isola.

Per quanto riguarda le linee AT di collegamento afferenti all'impianto di consegna, esse devono essere protette secondo i criteri adottati dal Gestore per le linee della rete di trasmissione di pari livello di tensione.

Nell'impianto di rete per la connessione devono essere installati interruttori in grado di interrompere la massima corrente di cortocircuito proveniente dalla rete ovvero dall'impianto dell'Utente, calcolata dal Distributore.

7.7.3 Utenti attivi dotati di unità di produzione rilevanti

Agli Utenti i cui impianti comprendano unità di produzione rilevanti, si applicano le prescrizioni contenute nel Codice di Rete.

7.7.4 Servizio di funzionamento del gruppo su rete in isola

In condizioni eccezional

i di funzionamento della rete, il Distributore e/o il Gestore possono prevedere il funzionamento in isola di una porzione di rete, previo accordo con Utenti titolari di impianti di generazione dotati di idoneo sistema di regolazione. In tale circostanza i gruppi di generazione sono sollecitati da ampie variazioni di potenza che causano l'intervento dei regolatori di frequenza e di tensione. In caso di fornitura di tale servizio, i gruppi di generazione (e la rete del produttore, se presente) devono essere in grado di funzionare collegati ad una porzione di rete isolata dal resto della medesima, secondo specifici accordi con il Distributore e/o il Gestore.

7.7.5 Informazioni per la ricostruzione dei disservizi

Per la ricostruzione dei disservizi devono essere resi disponibili al Distributore e al Gestore, se da questo richiesti, almeno:

– registrazioni cronologiche di eventi;
– registrazioni delle segnalazioni locali.

7.7.6 Limiti di scambio di potenza reattiva

Il regime di scambio della potenza reattiva è definito dalle normative vigenti e dal Codice di Rete. Eventuali regimi diversi derivanti da esigenze particolari dovute alla tipologia dell'impianto dell'Utente e/o alla rete cui è connesso devono essere concordati con il Distributore e descritti nel contratto per la connessione.

7.8 Regole tecniche per la connessione delle reti interne d'utenza

Qualora i sistemi interni di utenza non comprendano unità di generazione, si applicano le regole di cui al paragrafo 7.5 e 7.6; qualora invece comprendano unità di generazione, è necessario applicare quanto previsto in 7.5 e 7.6.2.

COP.

(27) Si intendono, in particolare, i guasti tali da portare alla disalimentazione dell'Utente attivo,
(28) Si intendono, in particolare, i funzionamenti della rete con una frequenza o tensione fuori dai limiti richiesti dal Gestore della rete, non necessariamente coincidenti con i limiti di esercizio.

Parte 4 – Regole di connessione alle reti MT

8 Connessione alle reti MT

8.1 Schemi di inserimento

Gli schemi di principio inerenti l'inserimento nella rete del Distributore degli impianti di connessione sono riportati nella Fig. 18 (dove a sinistra è illustrata la situazione prima della connessione e a destra la situazione dopo la connessione del nuovo Utente).

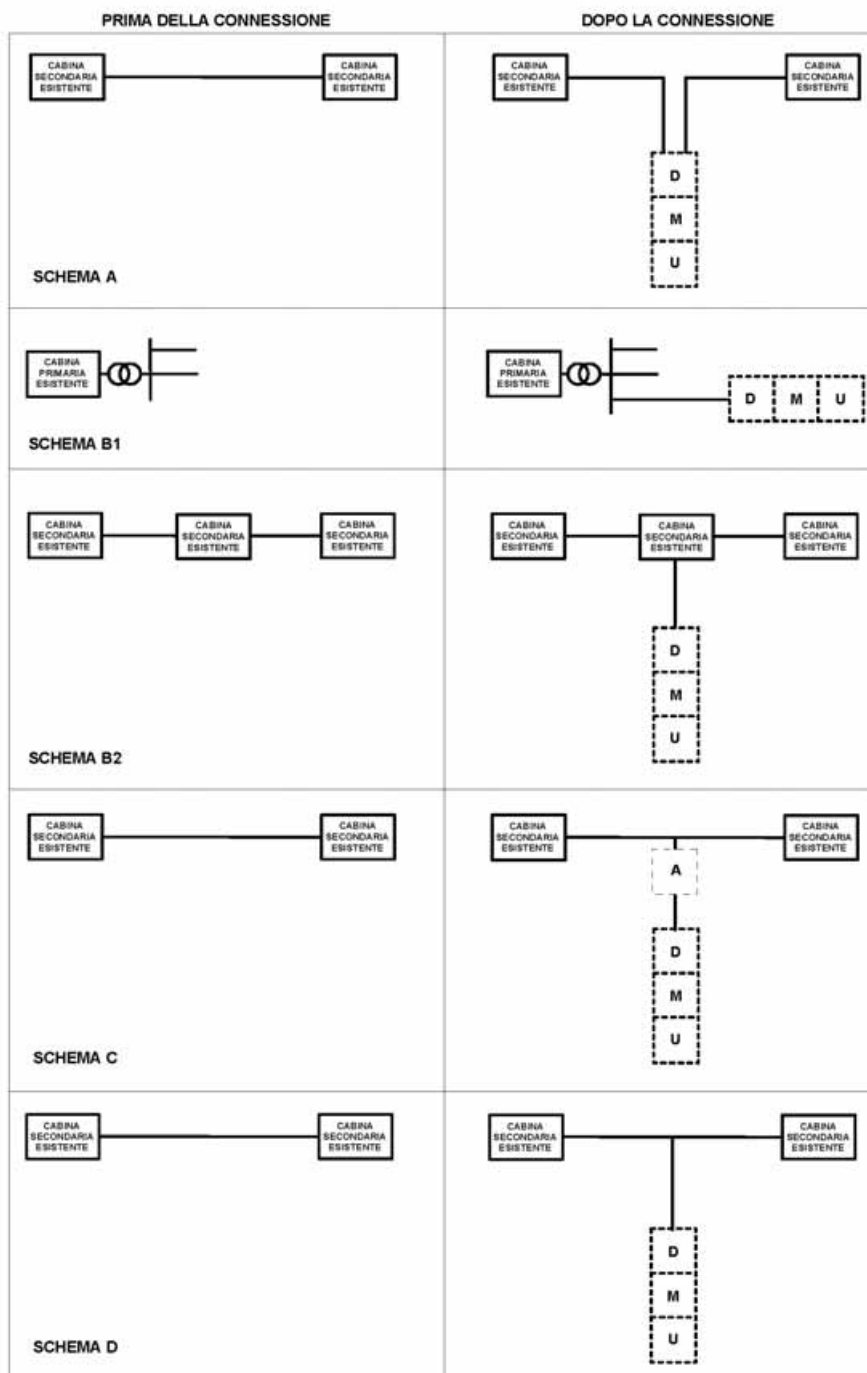



Figura 18 – Schemi di inserimento dell'impianto di Utente

Legenda: D = impianto di rete per la consegna; M = misura; U = impianto di Utente per la connessione; A = cabina aggiunta nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione

8.1.1 Inserimento in entra-esce su linea esistente (schema A)

Per entra–esce, s'intende l'inserimento di un impianto di rete per la connessione in prossimità di una linea preesistente, in modo da generare due soli tratti di linea afferenti a due cabine secondarie distinte. Tale schema consente, generalmente, la rialimentazione dell'Utente, offrendo una maggiore continuità del servizio.

8.1.2 Inserimento in antenna da stazione AT/MT (schema B1)

L'inserimento prevede la realizzazione di una linea alimentata direttamente dalla Stazione AT/MT al fine di consentire la connessione di un'utenza. Tale tipologia d'inserimento può essere adottata qualora gli schemi di inserzione lungo una linea esistente non siano ammissibili dal punto di vista tecnico. Il locale dedicato all'impianto di rete per la consegna deve poter ospitare le apparecchiature per un'eventuale adozione successiva dell'inserimento in entra-esce.

8.1.3 Inserimento in antenna da cabina MT/BT (schema B2)

Per inserimento in antenna da cabina MT/BT, s'intende l'inserimento di un impianto di rete per la connessione tramite un tratto di linea connesso alle sbarre MT di una cabina di distribuzione esistente. Il locale dedicato all'impianto di rete per la connessione deve poter ospitare le apparecchiature per un'eventuale adozione successiva dell'inserimento in entra-esce.

8.1.4 Inserimento in antenna con O.d.M. (eventualmente in cabina aggiunta) lungo una linea esistente (schema C)

Per inserimento in antenna con organo di manovra (O.d.M.) (eventualmente in cabina aggiunta, part. A in Fig. 18) lungo una linea esistente, s'intende il collegamento di un impianto di rete per la connessione tramite l'inserimento di un O.d.M. in prossimità di una linea preesistente. A partire da O.d.M., si prevede una linea dedicata all'alimentazione di un'utenza. L'eventuale locale dedicato all'O.d.M. deve poter ospitare le apparecchiature per una possibile adozione successiva dell'inserimento in entra-esce.

8.1.5 Inserimento in derivazione rigida a T su una linea esistente (schema D)

Per inserimento rigido a T, s'intende l'inserimento mediante una derivazione da una linea MT esistente di un tratto di linea con il solo interruttore in corrispondenza dell'impianto di rete per la connessione. Tale schema è il più semplice ed il meno oneroso, ma riduce l'affidabilità delle reti; esso offre inoltre una continuità del servizio inferiore. L'eventuale connessione a T rigida è da intendersi come eccezionale.

8.2 Schema dell'impianto per la connessione

A prescindere dalla soluzione di connessione prescelta, per l'impianto di consegna si ha sempre la situazione impiantistica di Fig. 19. A partire dal cavo MT a valle del punto di consegna, la figura indica lo schema dell'impianto di utenza per la connessione. Con riferimento alla suddetta figura, la cabina di consegna è la cabina realizzata per connettere l'impianto dell'Utente. La disposizione delle apparecchiature di misura è riferita al caso generale di Utente passivo; nel caso di Utenti attivi, qualora i dispositivi per la realizzazione della misura siano di pertinenza dell'Utente stesso (punto di immissione), essi devono essere collocati appena a valle del dispositivo generale, in posizione tale da essere protetti (contro le correnti di guasto provenienti dalla rete) dal dispositivo generale medesimo (vedi Fig. 20).

COP.

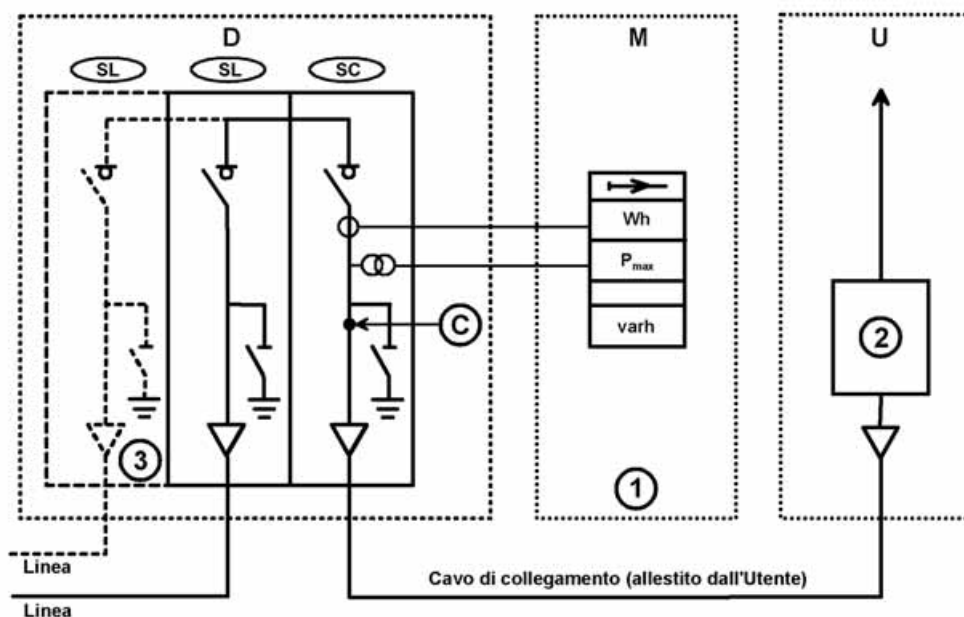



Figura 19 – Schema di collegamento fra la cabina consegna e impianto di Utente passivo

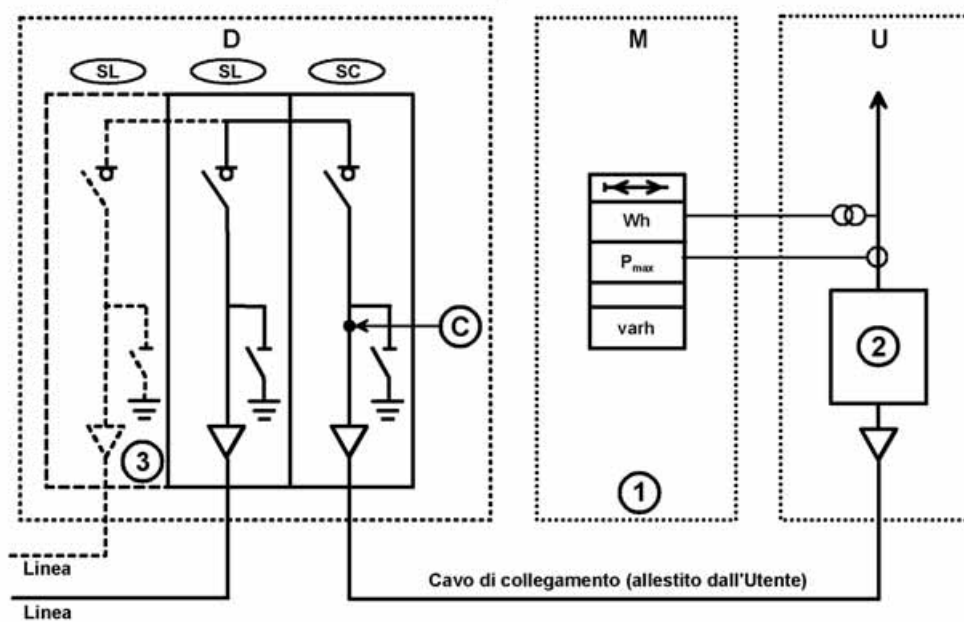



Figura 20 – Schema di collegamento fra la cabina consegna e impianto di Utente attivo

Legenda:

D = locale di consegna
M = locale misura
U = locale Utente
SL = scomparto (cella) per linea
SC = scomparto (cella) per consegna
C = punto di consegna
1 = gruppo misura
2 = dispositivo generale dell'Utente
3 = scomparto presente/da prevedere per collegamento in entra - esce

8.2.1 Dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione

Per la realizzazione di queste tipologie di connessione (Fig. 19, Fig. 20) e le successive manovre di esercizio e/o per la manutenzione, la presente Norma fa riferimento all'art. 11 della Norma CEI 11-27 relativo ai lavori fuori tensione ed in particolare al paragr. 11.2.6.1 che recita:

"L'esecuzione della messa a terra ed in cortocircuito dell'impianto AT (tensione superiore a 1 kV) può essere effettuata con due modalità:

- applicando i dispositivi mobili;
- utilizzando, ove esistenti, le apparecchiature predisposte per effettuare la messa a terra ed in cortocircuito della parte d'impianto."

Ciò premesso, l'Utente può adottare[29] una delle soluzioni impiantistiche di seguito delineate.

1. Non predisporre alcun sezionatore di terra immediatamente a valle dei terminali del cavo di collegamento alla rete (nella cabina Utente, lato rete); in questo caso, quando l'Utente chiede l'intervento del Distributore per mettere fuori tensione e in sicurezza il cavo di collegamento, la messa a terra richiesta dalla Norma CEI 11-27 deve essere conseguita mediante l'impiego di dispositivi di messa a terra mobili realizzati secondo la Norma CEI EN 61230 e sue varianti. In particolare, l'Utente, dopo aver sezionato le parti del proprio impianto, messe a terra ed in cortocircuito per evitare qualsiasi altra possibile alimentazione, deve accertare anch'egli l'assenza di tensione sul cavo in questione, metterlo a terra e in cortocircuito con i dispositivi di messa a terra suddetti. Sul pannello la cui rimozione consente l'accesso ai terminali del cavo, deve essere apposto idoneo avviso recante

   "PANNELLO RIMOVIBILE SOLO DOPO L'INTERVENTO DEL DISTRIBUTORE".

2. Predisporre un sezionatore di terra immediatamente a valle dei terminali del cavo di collegamento alla rete (nella cabina Utente, lato rete); in questo caso, quando l'Utente chiede l'intervento del Distributore per mettere fuori tensione e in sicurezza il cavo di collegamento; gli incaricati del Distributore stesso devono consegnare una chiave - **assolutamente non duplicabile per l'Utente** - che viene liberata una volta chiuso il sezionatore di terra dello scomparto (cella) di consegna del Distributore (indicato con SC in Fig. 19), e che consente la chiusura del primo sezionatore di terra dell'Utente. L'Utente deve accertare anch'egli l'assenza di tensione sul cavo in questione prima di azionare la messa a terra del sezionatore medesimo. Su tale sezionatore di terra, deve essere apposto idoneo avviso recante

   "SEZIONATORE MANOVRABILE SOLO DOPO L'INTERVENTO DEL DISTRIBUTORE".

In generale, le operazioni in occasione della messa in sicurezza del cavo di collegamento sono condotte da ciascuno (Utente e Distributore) per la parte di propria competenza.

Tutta la parte di impianto di utenza per la connessione, tra il punto di consegna e il primo dispositivo di sezionamento dell'Utente, deve essere considerata permanentemente in tensione; ad essa si potrà accedere solo dopo aver provveduto alla messa fuori tensione e in sicurezza del cavo di collegamento mediante l'intervento del Distributore e successiva messa a terra lato Utente.

In occasione di richiesta dell'Utente al Distributore di intervenire per mettere fuori tensione il predetto cavo di collegamento, il Distributore seziona il cavo (nel proprio locale), lo mette a terra e in cortocircuito e comunica (per iscritto) all'Utente tale condizione[30] [31].

(29) La scelta dell'una o dell'altra soluzione deve essere comunicata al Distributore preliminarmente alla connessione. A connessione esistente, l'Utente non può cambiare soluzione se non con il preventivo assenso scritto del Distributore.

(30) Il personale che esegue le operazioni succitate deve avere le caratteristiche previste sia nella Norma CEI 11-15 che nella Norma CEI 11-27.

(31) Data la peculiarità delle operazioni suddette, in entrambi i casi 1) e 2) è rigorosamente escluso l'impiego di Persone Comuni come definite nella Norma CEI 11-27.

8.3 Soluzioni indicative di connessione

Nel presente paragrafo, sono riportati criteri di massima per l'individuazione delle soluzioni di connessione tipiche, con solo riferimento agli schemi elettrici degli impianti di rete per la connessione che si interfacciano con gli impianti di Utente. La Tab. 6 seguente riassume le indicazioni generali (a carattere non strettamente vincolante) sulla scelta degli schemi di connessione, in funzione della tipologia di utenza e della relativa potenza.

Il criterio di preferenza degli schemi di connessione presentati in Tabella segue le considerazioni di affidabilità e flessibilità della rete riportate nel paragrafo 6.4.2.

Tabella 6 – Soluzioni di collegamento indicative per la connessione alle reti di distribuzione MT

	Potenza disponibile [MW]	Rete	D	B2	C	A	B1
			Derivazione a T	Antenna su CS	Antenna su CS in derivazione	Entra-Esce	Antenna su CP
Utenti passivi	0,1 - 0,2	BT	nc	nc	nc	nc	nc
		MT	X	X	X	X	–
	0,2 - 1	MT	X (1)	X	X	X	–
	1 - 3	MT	–	X	X	X	X
	3 - 10	MT	–	x	x	X	X
		AT	nc	nc	nc	nc	nc
	Potenza installata [MVA]						
Utenti attivi	0,1 - 0,2	BT	nc	nc	nc	nc	nc
		MT	X(1)	X	X	X	–
	0,2 - 1	MT	–	X	X	X	X
	1 - 3	MT	–	–	–	X	X
	3 - 10	MT	–	–	–	–	X
		AT	nc	nc	nc	nc	nc

Legenda

x: soluzione consigliata
x(1): soluzione praticabile ma non consigliata (per Utenti passivi fino a 0,4 MW)
–: soluzione sconsigliata
nc: casistica non considerata in questa Tabella

8.4 Schema dell'impianto di utenza per la connessione

8.4.1 Schema con singolo montante (caso generale applicabile a tutti gli Utenti)

Per gli impianti connessi in MT, gli impianti d'utenza per la connessione consistono in:

- cavo di collegamento;
- dispositivo/i generale/i (DG).

Gli schemi di Fig. 19 e Fig. 20 mostrano come il cavo di collegamento e la parte di rete MT a monte del primo dispositivo di protezione dell'Utente siano protetti dall'interruttore del Distributore posto in Cabina Primaria. Per rendere minime le probabilità di guasto su questa sezione d'impianto, si devono rispettare le prescrizioni del presente articolo. In particolare, la parte di impianto indicata con il numero 2 in Fig. 19 e Fig. 20 (che non comprende quindi tutto il rimanente impianto d'utenza) può essere realizzata esclusivamente nei modi di seguito illustrati. Gli schemi riportati nelle figure seguenti (Fig. 21, Fig. 22 e Fig. 23) rappresentano le apparecchiature che costituiscono gli impianti d'utenza per la connessione. In tali schemi sono indicate soltanto le apparecchiature relative alla connessione. Altre eventuali apparecchiature, a valle del dispositivo generale verso il rimanente impianto di utenza, finalizzate a necessità di sicurezza o manutentive o di esercizio, non sono qui esplicitate in quanto fuori dal campo di applicazione del presente documento. Negli schemi successivi, la disposizione di TV, TA di fase e del TA omopolare (TO nel seguito) è quella consigliata.

Lo schema da adottare per la generalità delle utenze per il quadro MT immediatamente a valle del cavo di collegamento è di seguito illustrato in Fig. 21.

A seconda delle necessità protettive (dettagliate nel paragrafo 8.5.12), è necessario completare lo schema con una terna di TV. Qualora tali TV siano derivati dalle sbarre MT a monte dell'interruttore automatico o dei TA di fase[32], essi dovranno essere protetti, lato MT, con un IMS combinato con fusibili ($I_n \leq 6{,}3$ A) a protezione del primario dei TV; qualora invece i TV siano derivati a valle di DG e TA di fase, non vi sono vincoli circa la protezione primaria dei TV medesimi. A prescindere dalla posizione della terna di TV[33], l'intervento di eventuali fusibili primari e/o di eventuali protezioni del circuito secondario deve in ogni caso provocare l'apertura del DG, oppure la commutazione della funzione della protezione 67N (protezione direzionale per guasto a terra) in 51N (protezione di massima corrente omopolare), mantenendo i medesimi valori impostati relativi alle soglie di intervento di corrente omopolare.

Il ripristino della protezione 67N deve essere effettuato nel più breve tempo possibile (tempo minimo necessario alla sostituzione dell'elemento guasto) in modo da evitare scatti intempestivi in caso di guasto monofase a terra esterno alla rete dell'Utente.

Qualora i TA di fase non abbiano un avvolgimento primario (ad esempio, TA di tipo toroidale), gli stessi possono essere installati a monte del DG, in posizione analoga a quella indicata per il TA toroidale omopolare. Nel caso di impiego di trasformatori di corrente di fase di tipo non convenzionale integrati nel DG, il loro posizionamento può essere a monte o valle del dispositivo di interruzione. Ovviamente, vanno tenuti in considerazione gli eventuali interventi da parte del Distributore per la messa in sicurezza del cavo di collegamento in caso di intervento sui TA medesimi.

Qualunque intervento del personale del Distributore necessario per mettere a terra e in sicurezza l'impianto dell'Utente (o sue parti) deve essere regolato nel contratto per la connessione.

NOTA - Il TV tratteggiato, indicato con A, è un'alternativa alla soluzione indicata con B in derivazione sulla sbarra

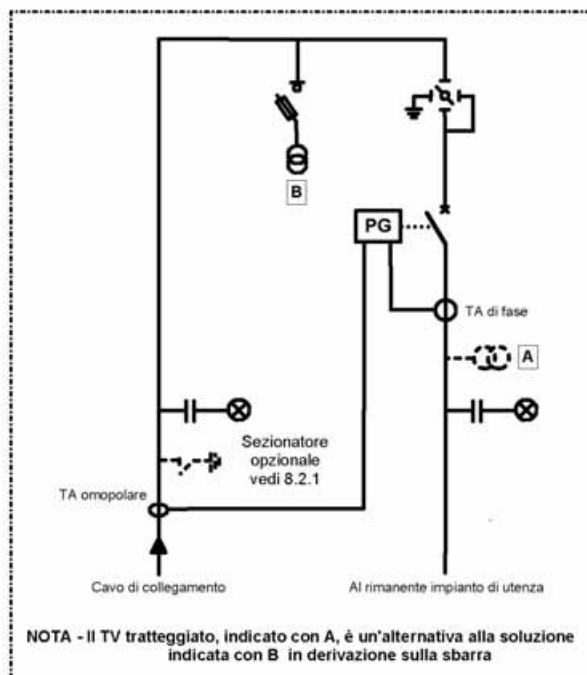



Figura 21 – Schema di impianto di utenza per la connessione: caso generale

(32) Quindi, in posizione tale che un guasto sui TV non sia risolvibile dall'intervento del DG.

(33) L'IMS dovrà essere provvisto di meccanismo tale da causare l'apertura di tutti e tre i poli anche in caso di intervento di un solo fusibile; dovrà inoltre essere dotato di un contatto ausiliario in grado di provocare la commutazione della protezione 67N in 51N. L'IMS può essere omesso qualora la protezione sia in grado di commutare da 67N in 51N eseguendo costantemente almeno il controllo dell'assenza di una o più tensioni secondarie dei TV.

8.4.2 Schema con doppio montante MT dalla sbarra principale

Nel caso di impianto MT con due soli montanti MT, è possibile omettere il Dispositivo Generale (DG) alle condizioni che sono in seguito dettagliate. In tal caso, le funzioni normalmente attribuite al DG sono assolte dagli interruttori attestati alla sbarra Utente (*dispositivi di montante)*. Per quanto attiene il cavo di collegamento, in una simile configurazione si intende che tale cavo abbia termine ai morsetti di monte del primo sezionatore di Fig. 22.

Per questa tipologia di impianto, è ammessa la configurazione di cui alla seguente Fig. 22, purché siano rispettate le seguenti condizioni:

- unico quadro MT (sono escluse le esecuzioni a giorno);
- nessuna apparecchiatura ulteriore, rispetto a quelle esplicitamente indicate in Fig. 22 installata sulle sbarre MT.

A seconda delle necessità protettive (dettagliate nel paragrafo 8.5.12), è necessario completare lo schema con una terna di TV. Qualora tali TV siano derivati dalle sbarre MT a monte dell'interruttore automatico o dei TA di fase[34], essi dovranno essere protetti, lato MT, con un IMS combinato con fusibili ($I_n \leq 6,3$ A) a protezione del primario dei TV[35]; qualora invece i TV siano derivati a valle di DG e TA di fase, non vi sono vincoli circa la protezione primaria dei TV medesimi. A prescindere dalla posizione della terna di TV, l'intervento di eventuali fusibili primari e/o di eventuali protezioni del circuito secondario deve in ogni caso provocare l'apertura del DG, oppure la commutazione della funzione della protezione 67N (protezione direzionale per guasto a terra) in 51N (protezione di massima corrente omopolare), mantenendo i medesimi valori impostati relativi alle soglie di intervento di corrente omopolare.

Il ripristino della protezione 67N deve essere effettuato nel più breve tempo possibile (tempo minimo necessario alla sostituzione dell'elemento guasto) in modo da evitare scatti intempestivi in caso di guasto monofase a terra esterno alla rete dell'Utente.

---

(34) Quindi, in posizione tale che un guasto sui TV non sia risolvibile dall'intervento dei dispositivi di montante.

(35) L'IMS dovrà essere provvisto di meccanismo tale da causare l'apertura di tutti e tre i poli anche in caso di intervento di un solo fusibile; dovrà inoltre essere dotato di un contatto ausiliario in grado di provocare la commutazione della protezione 67N in 51N. L'IMS può essere omesso qualora la protezione sia in grado di commutare da 67N in 51N eseguendo costantemente almeno il controllo dell'assenza di una o più tensioni secondarie dei TV.

Figura 22 – Schema di impianto di utenza per la connessione: impianto con due montanti MT dalla sbarra principale

Qualora si adotti questa soluzione, la necessità di ottenere le protezioni *I*>, *I*>> dell'impianto Utente (soglia *I*> presente a richiesta del Distributore) viene soddisfatta con i relé che equipaggiano ciascun dispositivo di montante, imponendo che la somma delle soglie di ciascun relé rispetti i vincoli imposti dal Distributore. In alternativa, la protezione può essere anche realizzata sommando i segnali secondari dei TA di fase dei due montanti (per esempio tramite opportuni TA sommatori). Con riferimento allo schema di Fig. 22, il sezionatore generale (qualora si intenda installarlo) deve essere interbloccato con la posizione di "aperto" di entrambi gli interruttori automatici a valle, ovvero deve consistere in un interruttore di manovra sezionatore manovrabile sottocarico.

Qualora si impieghi questa soluzione con i due trasformatori in parallelo sul lato BT, sarà necessario prevedere opportuni interblocchi e asservimenti tra gli interruttori MT e BT di ciascun trasformatore, per evitare di avere in tensione il lato MT di un trasformatore a mezzo del collegamento in parallelo sulla BT.

Nella figura, le linee a tratto pieno rappresentano la soluzione con TV di sbarra; le linee tratteggiate rappresentano la soluzione con due terne di TV protette dal rispettivo interruttore. In questo ultimo caso, non sono da prevedere i TV di sbarra.

L'eventuale stato di spento delle lampade di segnalazione non assicura l'assenza di tensione sulla relativa apparecchiatura.

8.5 Regole tecniche di connessione comuni a tutte le categorie di Utenti

Nel presente paragrafo sono fornite indicazioni circa le regole tecniche di connessione applicabili all'impianto di utenza per la connessione relativamente a tutte le categorie di Utenti. Specificazioni ulteriori sono contenute nei paragrafi dedicati alla categoria degli Utenti passivi (paragrafo 8.6) e alla categoria degli Utenti attivi (paragrafo 8.7).

8.5.1 Punto di consegna, confini di competenza funzionale e di proprietà

L'individuazione dei confini di competenza funzionale, cioè l'insieme di impianti ed apparecchiature il cui esercizio e manutenzione sono posti in capo ad un determinato soggetto, deve essere effettuata per il raggiungimento dei seguenti obiettivi:

- il controllo della continuità circuitale della rete da parte del Distributore, ottenuta attraverso sezionatori, interruttori, quadri, cavi ed apparecchiature elettriche;
- la chiarezza dei rapporti intercorrenti tra il Distributore e l'Utente ai fini del corretto esercizio della rete elettrica;
- la chiara individuazione delle responsabilità inerenti la conduzione e la manutenzione di ogni singolo organo di manovra ai fini della sicurezza del personale durante i lavori sugli impianti;
- il mantenimento degli standard realizzativi e del coordinamento dei sistemi di protezione fra la rete di distribuzione ed impianto dell'Utente.

Per ottemperare agli obiettivi suddetti è necessario che gli organi di manovra, facenti parte dell'impianto di rete per la connessione, siano sempre accessibili agli incaricati del Distributore in turno continuo nell'arco delle 24 ore della giornata e nell'arco dell'intero anno.

Pertanto le attività del Distributore devono essere separate dalle attività svolte dall'Utente. A tal fine i confini e gli impianti devono essere realizzati conformemente a quanto riportato nel presente paragrafo.

Nella cabina di consegna, è individuato l'impianto di rete per la consegna costituito dall'insieme delle apparecchiature e degli organi di manovra necessari al collegamento dell'impianto d'Utente alla rete del Distributore, installati tra il punto di arrivo della/e linea/e ed il punto di consegna dell'energia (vedi Fig. 19 e Fig. 20).

Il Punto di consegna è ubicato nell'impianto di rete per la connessione, ed è definito dai morsetti a valle del dispositivo di sezionamento del Distributore che alimenta l'impianto Utente, cui si attesta il terminale del cavo di collegamento; esso costituisce il confine funzionale e di proprietà tra impianto di rete per la connessione, di competenza del Distributore, e impianto di utenza per la connessione, di competenza dell'Utente.

L'impianto dell'Utente è costituito, in genere, da apparecchiature, linee, motori, apparecchi utilizzatori e generatori, di proprietà dell'Utente, strumentali alla propria attività.

Il fabbricato civile relativo alla cabina di consegna di norma appartiene all'Utente.

I confini di proprietà[36] devono coincidere con i confini di competenza funzionale che, ai fini delle regole tecniche di connessione, interessano la separazione tra l'attività del Distributore e quella dell'Utente.

Sono di competenza del Distributore l'installazione e la manutenzione dei misuratori dell'energia elettrica prelevata dall'Utente passivo e la rilevazione e registrazione delle stesse misure, oltre alla rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta dal produttore, il telecontrollo e la protezione della parte di impianto di propria competenza, che garantiscono la sicurezza e la connessione operativa dell'impianto di rete per la connessione nelle condizioni di funzionamento ammesse.

Sono inoltre importanti ai fini del corretto esercizio della rete i sistemi di protezione e gli automatismi di apertura che agiscono sugli organi di manovra (di cui al paragrafo 8.4), che garantiscono la sicurezza e la piena operatività dell'impianto di Utente nelle condizioni di funzionamento ammesse. La manutenzione di tali sistemi deve essere effettuata dall'Utente.

8.5.2 Impianto di rete per la connessione

Il progetto, la realizzazione, la manutenzione, la riparazione e l'esercizio dell'intero impianto sono generalmente di pertinenza del Distributore.

Nei casi previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 281/05 è possibile la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione da parte del soggetto produttore.

(36) Nel presente documento per proprietà, s'intende la disponibilità del bene in generale.

Nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione, l'impianto di rete per la consegna è essenzialmente costituito dalle apparecchiature di manovra e sezionamento del Distributore. Sulla stessa sbarra MT facente parte dell'impianto di rete per la consegna, può essere prevista la predisposizione per la realizzazione della derivazione di un trasformatore MT/BT (cabina secondaria) funzionale all'attività del Distributore (ad esempio, distribuzione pubblica in bassa tensione BT). In tal caso, la messa a disposizione degli spazi necessari alle attività del Distributore non direttamente funzionali alla connessione dell'Utente deve essere oggetto di appositi accordi. Inoltre il Distributore deve collegare il neutro BT del trasformatore ad un impianto di terra separato da quello dell'Utente, a meno che:

- l'impianto faccia parte di un impianto di terra globale, oppure
- gli schermi metallici dei cavi MT del Distributore siano connessi all'impianto di terra dell'Utente.

L'impianto di rete per la consegna è di norma installato in un locale messo a disposizione dall'Utente, il cui accesso è riservato esclusivamente al personale operativo del Distributore.

L'impianto dell'Utente deve essere sempre sezionabile dal resto della rete, come da Fig. 20.

Pertanto, il dispositivo di sezionamento, comando e interruzione installato dal Distributore in prossimità del punto di consegna deve avere caratteristiche tecniche minime conformi alle prescrizioni della Norma CEI EN 60265-1.

8.5.3 Impianto di utenza per la connessione

8.5.3.1 Dispositivi previsti

Gli impianti d'utenza per la connessione debbono risultare collegati alla rete attraverso uno o più dispositivi di sezionamento e interruzione.

In particolare, sono sempre necessari i dispositivi di seguito elencati; in funzione del tipo di impianto da connettere (impianto attivo o passivo) sono necessari ulteriori dispositivi, specificati in 8.7.

- *Sezionatore generale*, posto immediatamente a valle del punto di consegna e destinato a sezionare l'impianto di utenza dalla rete.
- *Interruttore generale*, posto immediatamente a valle del sezionatore generale e in grado di escludere dall'impianto di rete per la connessione l'intero impianto di utenza. Tale dispositivo è normalmente da prevedere per tutte le tipologie di Utenti[(37)]. Tuttavia, l'interruttore generale può essere omesso pur di rispettare tutte le seguenti condizioni (illustrate nella Fig. 22):
  - la sbarra dell'Utente sia posta immediatamente a valle del punto di consegna e sia equipaggiata al più con una terna di trasformatori voltmetrici;
  - a tale sbarra siano attestati non più di due montanti con interruttore di protezione.
- In caso di omissione del dispositivo generale (DG), le funzioni normalmente attribuite a tale dispositivo sono assolte dai dispositivi immediatamente attestati alla sbarra Utente (*dispositivi di montante),* su ciascuno dei quali si devono prevedere le protezioni e le regolazioni tipiche del DG.

Il comando di chiusura dell'interruttore generale deve essere sempre regolamentato per non danneggiare persone o cose e deve essere esclusivamente impartito dall'Utente.

8.5.3.2 Criteri di dimensionamento

La separazione tra Utente e Distributore, in termini di responsabilità nell'esercizio, con riferimento alle attività di conduzione e manutenzione dell'impianto di connessione, deve essere ben individuabile sugli schemi e ben visibile in sito.

Il progetto, la costruzione, la manutenzione, la riparazione e l'esercizio dell'intero impianto di Utenza per la connessione sono di esclusiva pertinenza dell'Utente.

COPIA

(37) L'insieme di sezionatore generale e interruttore generale, tipicamente realizzato mediante un unico involucro, è nel seguito denominato Dispositivo Generale (DG).

L'impianto di Utente deve essere costruito a regola d'arte e rispondere alla vigente legislazione in materia di sicurezza e igiene del lavoro, tenendo in debito conto lo stato del neutro indicato dal Distributore.

Il cavo di collegamento MT, comprese le due terminazioni, deve essere il più corto possibile (massimo 20 m) e di sezione almeno equivalente a 95 mm^2 di rame. Qualora non sia possibile la realizzazione dei locali di consegna e di Utente in strutture adiacenti, è ammesso (previo consenso del Distributore) derogare dalla presente prescrizione purché si impieghi un cavo in tratta unica con protezione meccanica addizionale (vedi Norma CEI 11-17).

Le caratteristiche elettriche (corrente ammissibile di breve durata, potere di interruzione, tensione nominale, livello dell'isolamento, ecc.) dei componenti (interruttori, interruttori di manovra-sezionatori, cavi, isolatori ecc.) costituenti l'impianto devono essere adeguate al tipo di installazione e alle indicazioni fornite dal Distributore.

Il Distributore fornisce all'Utente i dati (in particolare, tensione nominale, livello dell'isolamento, corrente di cortocircuito massima nel punto di connessione, punto 5.2.1.3) per consentirgli di dimensionare correttamente il proprio impianto di utenza per la connessione.

I valori massimi di regolazione della PG richiesti dal Distributore non hanno il fine di proteggere l'impianto di Utente, bensì di assicurare la massima selettività possibile con le protezioni di rete.

Il Distributore può modificare le caratteristiche dell'energia che fornisce all'Utente ovvero i propri impianti, nonché i criteri di esercizio della rete, sulla base dell'evoluzione della normativa, del progresso tecnologico che interessa sistemi ed apparecchiature e della situazione regolatoria, alla luce delle più recenti e affidabili acquisizioni tecniche e scientifiche, o a standard internazionalmente accettati. In tal caso la necessaria trasformazione degli impianti ed apparecchi deve aver luogo a cura del Distributore e dell'Utente per quanto di rispettiva proprietà. All'Utente deve essere garantito un anticipo adeguato (minimo 9 mesi) per l'adeguamento eventualmente necessario dei propri impianti ed apparecchi.

8.5.4 Punti di consegna multipli e alimentazioni di emergenza

Quando siano previsti punti di consegna multipli e/o altre alimentazioni elettriche di media o di bassa tensione, derivate da gruppi di generazione di riserva (ad es. gruppi elettrogeni) e/o da gruppi statici di continuità, alternative a quella principale, devono essere previsti dall'Utente opportuni interblocchi, tra gli organi di manovra delle reti per evitare il funzionamento in parallelo di distinti sistemi elettrici.

A tale scopo devono essere installati nel punto di confine fra la parte di impianto dell'Utente alimentata dal gruppo di emergenza e il rimanente impianto dell'Utente due dispositivi interbloccati elettricamente e meccanicamente oppure un solo blocco elettrico realizzato in conformità a quanto previsto dalla Norma CEI 11-20.

Il Distributore si riserva di presenziare alle prove di funzionamento degli interblocchi al momento della messa in servizio dell'impianto, nonché di richiederne, in qualsiasi momento, la verifica (e/o l'effettuazione) alla presenza dei propri incaricati.

Allo scopo di evitare interruzioni del servizio durante il cambio di assetto della rete, previo accordo tra il Distributore e l'Utente, è ammesso il parallelo transitorio fra l'alimentazione di riserva (ad es. gruppi elettrogeni) e la rete, realizzabile unicamente con un sistema automatico che verifichi che la durata del funzionamento in parallelo delle diverse alimentazioni sia la più breve possibile e comunque, alle condizioni previste dalla Norma CEI 11-20.

Nel caso in cui l'Utente sia dotato di gruppi statici di continuità per servizi non interrompibili di un certo rilievo (trifasi di potenza complessiva superiore a 10 kW), si deve evitare che tali apparecchiature possano, anche transitoriamente, mantenere in tensione la rete. La separazione di tali apparecchiature dalla rete deve essere garantita da un dispositivo di interfaccia capace di assicurare il sezionamento rispetto alla rete ed il cui sganciatore di apertura sia asservito alle protezioni prescritte dalla Norma CEI 11-20[38].

---

(38) Come noto, ai fini del sezionamento, non sono ammessi dispositivi di tipo statico. La necessitá di un dispositivo di interfaccia si ha allorché l'UPS sia dotato di ramo di bypass, oppure abbia lo stadio di conversione ca/cc in grado di rialimentare la rete a monte da batteria(e).

8.5.5 Impianto di terra sotteso all'impianto di consegna

8.5.5.1 Dimensionamento

Nel progetto del dispersore unico si può tenere conto della riduzione della corrente di terra (I_E) rispetto a quella di guasto di fase a terra (I_F) dovuta allo schermo dei cavi secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1; in particolare, a titolo cautelativo, si assume un fattore di riduzione pari a 0,7. Nelle connessioni realizzate in cavo con almeno 3 (tre) cabine utente/cabine secondarie i cui schermi risultino collegati tra di loro, il Distributore deve collegare gli schermi dei cavi all'impianto di terra della cabina Utente, salvo diversa e motivata comunicazione del Distributore stesso.

A tale impianto devono essere collegate anche le masse delle apparecchiature funzionalmente di pertinenza del Distributore.

A tale scopo nel locale adibito all'impianto di rete per la consegna deve essere previsto un apposito morsetto per il collegamento delle masse delle apparecchiature del Distributore al dispersore.

Per dimensionare il suddetto impianto di terra, il Distributore comunica all'Utente il valore della corrente di guasto monofase a terra (I_F) e il tempo di eliminazione del guasto (t_F), calcolati secondo quanto previsto dalle norme CEI.

L'Utente rimane proprietario e responsabile dell'intero dispersore anche ai fini dell'esercizio e della conseguente manutenzione.

Anche se l'impianto di utenza è compreso in un'area urbana concentrata dove il Distributore ha individuato un impianto di terra globale ai sensi della Norma CEI 11-1, il dispersore deve essere costituito almeno da un dispersore ad anello, eventualmente integrato con una maglia (in funzione della resistività del terreno), con riferimento alla Norma CEI 11-1 (alcuni esempi sono riportati nella Guida CEI 11-37).

Il Distributore deve comunicare con congruo anticipo all'Utente l'eventuale venir meno della condizione di terra globale. In tal caso l'Utente è tenuto ad adeguare l'impianto di terra alla nuova condizione.

Nel progetto del dispersore unico si può tenere conto della riduzione della corrente di terra (I_E) rispetto a quella di guasto di fase a terra (I_F) dovuta allo schermo dei cavi secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1; in particolare, a titolo cautelativo, si assume un fattore di riduzione pari a 0,7 (connessioni realizzate in cavo con almeno 3 cabine utente/cabine secondarie i cui schermi risultino collegati tra di loro) salvo diversa e motivata comunicazione del Distributore.

Il Distributore deve comunicare con congruo anticipo all'Utente l'eventuale incremento del fattore di riduzione. In tal caso l'Utente è tenuto ad adeguare l'impianto di terra alla nuova condizione.

Nel caso di reti a neutro isolato, la corrente di guasto a terra comunicata all'Utente deve essere maggiorata del 10% dal Distributore, rispetto al valore di corrente di volta in volta calcolato o misurato (corrente effettiva) con un minimo di 20 A di maggiorazione.

In ogni caso, l'impianto deve essere dimensionato in modo da risultare idoneo ad entrambe le seguenti condizioni:

- corrente di guasto a terra e tempo di eliminazione del guasto comunicata dal Distributore;
- corrente di guasto a terra di 40 A a 15 kV (oppure 50 A a 20 kV, ed in proporzione per le altre tensioni) e tempo di eliminazione del guasto molto maggiore di 10 s.

Nel caso di reti a neutro compensato (neutro a terra tramite bobina di compensazione - di Petersen - con regolazione automatica), per il Distributore è possibile agire come sopra o, in alternativa, dichiarare preventivamente agli Utenti la massima corrente di guasto a terra in condizioni normali di esercizio (calcolata considerando le bobine in esercizio, in funzione delle caratteristiche della bobina (del bipolo di neutro, in generale e del grado di compensazione impostato sulle bobine stesse, ecc.), comunque con un minimo di 40 A a 15 kV e 50 A a 20 kV (ed in proporzione per le altre tensioni). In tal caso il Distributore deve solo assicurare che, in normali condizioni di esercizio, la corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT sia all'interno del campo di regolazione delle bobine mobili (tenendo conto del grado di compensazione impostato).

COPIA

Il Distributore provvede a comunicare autonomamente all'Utente variazioni significative e permanenti dei valori di corrente di guasto monofase a terra e/o dei relativi tempi di eliminazione del guasto tramite raccomandata A/R, nonché l'eventuale cambio di stato del neutro.

Al fine di comunicare il valore della corrente di guasto monofase a terra all'Utente, il Distributore che esercisce la rete di media tensione effettua il calcolo (con le modalità specificate in 5.2.1.7) o la misura della corrente capacitiva di guasto a terra per ciascun sistema di sbarre, con frequenza almeno annuale ed in occasione di variazioni significative e permanenti della stessa. Il calcolo deve essere effettuato con riferimento all'assetto normale di esercizio della rete MT, considerando in servizio ed accordate secondo il grado di compensazione prefissato dal Distributore le eventuali bobine di compensazione. Non devono essere considerate, pertanto, situazioni non permanenti, ad es. derivanti da fuori servizio di trasformatori AT/MT, guasti a bobine di compensazione, guasti a linee MT, variazioni di assetti per lavori, purché si preveda il ripristino delle precedenti condizioni di esercizio una volta avvenuta la riparazione dei guasti o completati i lavori. Non sono altresì da considerare situazioni derivanti da disaccordi dell'eventuale sistema di compensazione per i quali sia previsto il ripristino delle condizioni normali di compensazione (ad es. tramite nuovo accordo manuale sulle bobine fisse, adeguamento del sistema di compensazione in caso di corrente di guasto monofase a terra eccedente il campo di regolazione delle bobine in funzione del grado di compensazione adottato, ecc.).

Per quanto riguarda la corrente di guasto, per variazione significativa e permanente, si intende una variazione stabile (ad es. aumento dell'estensione delle parti in cavo in reti a neutro isolato, oppure in reti a neutro compensato per le quali non si preveda l'accordo manuale dell'eventuale bobina fissa entro tempi ragionevoli, aumento dell'estensione delle parti in cavo in reti a neutro compensato con bobina fissa o mobile tale da eccedere il campo di regolazione della bobina corretto in funzione del grado di compensazione adottato e per le quali non si preveda l'adeguamento del sistema di compensazione entro tempi ragionevoli, aumento della tensione di esercizio della rete, etc.) della corrente effettiva di guasto monofase a terra superiore al valore già comunicato all'Utente [39]

Per quanto riguarda il tempo di intervento, per variazione significativa e permanente si intende una qualsiasi variazione del tempo di intervento[40].

8.5.5.2 Verifiche

Le verifiche iniziali e periodiche devono essere eseguite a cura dell'Utente.

La verifica iniziale dell'impianto di terra relativo all'impianto di utenza deve essere eventualmente effettuata mediante la misura delle tensioni di contatto e di passo, secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1, tenuto conto della Guida CEI 11-37 per quanto attiene i valori di U_{Tp}. In particolare, è richiesto che la misura delle tensioni di contatto e di passo sia condotta con uno strumento in grado di alimentare il circuito amperometrico con almeno 5 A. Al termine della verifica deve essere sempre compilata una relazione nella quale siano indicati la metodologia di prova e i risultati della verifica, con le eventuali indicazioni dei valori misurati delle tensioni di contatto e di passo e dei punti in cui sono state misurate.

Prima dell'attivazione della connessione, l'Utente consegna al Distributore copia della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore (secondo quanto prescritto dal Decreto 22 gennaio 2008, n. 37). Tale dichiarazione può riferirsi all'intero impianto elettrico o essere limitata al solo impianto di terra sotteso all'impianto di consegna.

A tale dichiarazione deve essere aggiunta la relazione riguardante le verifiche effettuate che l'impresa installatrice deve consegnare all'Utente in base a un vincolo contrattuale da inserire esplicitamente negli accordi tra Utente e installatore. Il Distributore ha facoltà di presenziare alle suddette verifiche.

(39) Solo se la variazione della corrente è superiore a 20 A (a neutro isolato) o il valore finale della corrente risulta superiore a 40/50 A (a neutro compensato).

(40) Solo se il tempo di intervento precedentemente comunicato era inferiore a 10 s.

Le verifiche periodiche dell'impianto di terra dell'utenza sono di esclusiva pertinenza dell'Utente, il quale deve inviare al Distributore copia del verbale delle verifiche di legge eseguite ai sensi del DPR 462/01[41].

Eventuali provvedimenti correttivi che si rendessero necessari per rientrare nei limiti di sicurezza circa le tensioni di contatto, sono a cura dell'Utente.

8.5.5.3 Collegamenti ad altri impianti di terra

Qualora sia necessario mantenere separati gli impianti di terra della parte di impianto Utente su cui insistono le masse delle apparecchiature MT dal rimanente impianto di terra dell'Utente (ad es., cabina MT con trasformatori MT/BT di utenza posta a distanza rilevante dal rimanente impianto BT dell'Utente), ovvero qualora siano presenti ulteriori punti di consegna (per emergenza) in BT, al fine di evitare il trasferimento di tensioni tra i diversi impianti di terra, nel caso in cui la tensione totale di terra, durante un guasto a terra in MT, superi la tenuta d'isolamento a frequenza industriale delle apparecchiature, deve essere previsto un trasformatore di isolamento opportunamente dimensionato.

8.5.6 Responsabilità per la sicurezza

Il Distributore e gli Utenti devono adottare regole di sicurezza per l'esecuzione di lavori negli impianti di relativa pertinenza in accordo con tutte le norme di Legge vigenti in materia. In particolare, per tutti gli interventi che richiedano la disattivazione dell'impianto di consegna o dell'impianto di utenza per la connessione, gli Utenti devono adottare regole coerenti con le procedure adottate dal Distributore prevedendo, tra l'altro, le misure di sicurezza nei punti di sezionamento e sul posto di lavoro.

Per attuare gli interventi, l'Utente ed il Distributore devono utilizzare specifiche procedure organizzative, che prevedano l'individuazione di operatori e organismi tipici, nonché l'utilizzazione di documenti specifici per lo scambio di informazioni.

Il Distributore e gli Utenti aggiornano le regole di sicurezza in relazione all'evoluzione normativa e alle modificazioni degli impianti.

L'installazione e la manutenzione di apparecchiature del Distributore o dell'Utente rientrano nelle competenze e nelle responsabilità del titolare delle stesse, anche se installate in un'area di competenza altrui.

8.5.7 Indisponibilità per manutenzione

Il Distributore si riserva la facoltà di interrompere il servizio all'Utente, con adeguato preavviso specificato nel contratto di connessione, per effettuare la manutenzione dei propri impianti o apparecchiature.

8.5.8 Servizi ausiliari

Qualora non sia presente in loco una trasformazione MT/BT del Distributore, l'Utente è tenuto a fornire al locale di competenza del Distributore e al locale di misura un'alimentazione monofase BT, derivata dai propri impianti, consistente in una presa 2P+T 16 A – 230 V con fusibili rispondente alla Norma CEI EN 60309-2. La messa a terra del neutro BT deve essere effettuata allo stesso impianto di terra dell'impianto di rete per la consegna; in alternativa, si può interporre un trasformatore di separazione.

8.5.9 Caratteristiche dei locali

L'Utente deve mettere a disposizione del Distributore un locale per l'impianto di rete per la consegna (locale di consegna) ed un locale per i complessi di misura (locale di misura), entrambi sempre accessibili al Distributore con mezzi adatti ad effettuare gli interventi necessari, senza necessità di preavviso nei confronti dell'Utente e senza vincoli o procedure che regolamentino gli accessi. Tali locali devono essere di adeguate dimensioni e posti al margine dell'area dell'Utente stesso, tranne i casi di oggettiva impossibilità; inoltre devono avere caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali (ad es., protezione dagli agenti atmosferici) adeguate al loro impiego, secondo quanto previsto dalle norme vigenti e dalle prescrizioni del Distributore.

COP.

(41) In alcune specifiche situazioni, ove non ricorrano gli obblighi del DPR 462/01, si richiede la documentazione per le verifiche equivalente.

Il locale ospitante i complessi di misura deve essere sempre accessibile all'Utente ed al Distributore.

La posizione dei locali deve essere tale che le linee MT, necessarie per la connessione, possano essere costruite e manutenute nel rispetto delle vigenti norme sugli impianti e sulla sicurezza, nonché sull'inquinamento elettromagnetico.

La separazione, in termini di responsabilità nell'esercizio, nella conduzione e nella manutenzione dei diversi locali, deve essere ben individuabile sugli schemi planimetrici. È comunque responsabilità dell'Utente mantenere adeguate nel tempo le caratteristiche di tutti i locali sopra citati.

La misura dell'energia prelevata da un Utente passivo deve avvenire in prossimità del punto di consegna in MT attraverso trasformatori di tensione e di corrente di misura di competenza del Distributore; non è consentita l'installazione di tali trasformatori di misura sull'impianto BT dell'Utente.

La misura dell'energia immessa e prelevata da un Utente attivo(42) deve avvenire in prossimità del punto di connessione in MT attraverso trasformatori di tensione e di corrente di misura di competenza dell'Utente stesso, come da Fig. 20 (Vedi delibera AEEG 5/04, 182/06 e s. m. i.). I locali di consegna e di misura devono avere caratteristiche statiche e meccaniche adeguate alle sollecitazioni dovute al montaggio degli impianti interni e devono corrispondere alle seguenti tipologie:

- cabina bassa in box prefabbricato o costruita in loco;
- in edificio civile.

Soluzioni diverse, quali per esempio quelle al di sotto del piano stradale, imposte da specifiche necessità devono essere altrettanto idonee all'installazione ed all'esercizio degli impianti.

Le dimensioni del locale di consegna devono di regola consentire l'adozione dello schema di inserimento in entra-esce, che potrebbe rendersi necessario in un secondo tempo. A titolo indicativo l'occupazione di superficie complessiva di locale consegna e misure deve essere di circa 12 m^2.

La disponibilità di eventuali superfici maggiori, qualora finalizzate alla somministrazione di forniture in BT a soggetti diversi rispetto al richiedente la connessione, deve essere regolata da accordi tra Utente e Distributore.

I dettagli costruttivi devono essere forniti nella documentazione di connessione a cura del Distributore; in ogni caso il progetto del locale per l'impianto di consegna deve essere preventivamente concordato con il Distributore.

Tutti i locali devono essere dotati di un adeguato impianto d'illuminazione, realizzato a regola d'arte, alimentato dall'impianto BT dell'Utente e predisposto a cura del medesimo, qualora non sia presente in loco una trasformazione MT/BT del Distributore.

Il locale di consegna deve presentare i requisiti di comportamento al fuoco previsti dalla Norma CEI 11-1.

Le aperture esistenti nel locale di consegna (porte e finestre di aerazione) devono comunicare solo con spazi a cielo libero e garantire una sufficiente ventilazione naturale.

Nel caso di cabine interrate ove non sia possibile garantire la comunicazione con spazio a cielo libero, deve comunque essere garantita una sufficiente ventilazione (preferibilmente naturale) senza mettere il locale stesso in comunicazione con luoghi che presentino pericolo di esplosione o incendio.

(42) La misura dell'energia prodotta da un Utente attivo non è oggetto di ulteriori prescrizioni nella presente Norma.

I locali di consegna e di misura devono essere corredati di porta, fornita dall'Utente, mentre la serratura è fornita e installata a cura del Distributore. Parimenti, sono di competenza dell'Utente le griglie di aerazione, il coperchio per l'eventuale pozzo di accesso e la carpenteria necessaria.

Ai locali suddetti il personale del Distributore deve poter accedere in modo diretto preferibilmente da strada aperta al pubblico.

Manutenzioni e riparazioni dei locali spettano all'Utente, con eccezione dei piccoli interventi all'interno dei locali utilizzati dal Distributore, connessi alla presenza ed all'esercizio degli impianti.

Prima del perfezionamento della connessione, l'Utente deve fornire per la cabina (sia quelle inserite in edifici che quelle costituenti un fabbricato a sé stante) la dichiarazione attestante che le prestazioni delle strutture siano rispondenti a quanto sopra prescritto ed accompagnate da:

- certificato di agibilità dei locali in muratura (se costruiti in loco);
- certificato di Deposito rilasciato dalla Presidenza del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici - Servizio Tecnico Centrale - ai sensi della Legge 5 novembre 1971 n 1086 art. 9 – D.M. 3 dicembre 1987 n. 39 e s.m.i. - del fornitore (in caso di cabina bassa in box prefabbricato);
- dichiarazione rilasciata dal costruttore della rispondenza dei locali alla Norma CEI 11-1 (salvo quanto disposto al punto successivo);
- dichiarazione rilasciata dal fornitore della rispondenza dei locali e degli impianti degli stessi alla Norma CEI 17-63 (in caso di cabina bassa in box prefabbricato).

Deve inoltre essere fornito un manuale tecnico contenente:

- relazione tecnica del fabbricato;
- disegni esecutivi della cabina;
- schema di impianto e di messa a terra;
- certificato del sistema di qualità (per le cabine prefabbricate).

8.5.10 Caratteristiche dei componenti elettrici

Le prescrizioni seguenti si applicano sia all'impianto di rete per la connessione che all'impianto dell'Utente.

Tutte le parti di impianto e le apparecchiature devono essere realizzate a regola d'arte; a tal fine è sufficiente che siano conformi alle norme tecniche in vigore al momento dell'invio all'Utente della soluzione tecnica minima generale.

Le parti di impianto rilevanti ai fini dell'affidabilità e della continuità del servizio della rete devono essere fornite da costruttori operanti in regime di qualità.

Tutti gli apparati e tutti i circuiti, primari e secondari, devono presentare caratteristiche di funzionamento e sovraccaricabilità, permanente e transitoria (per almeno 1 s nel caso dei circuiti primari), corrispondenti alle caratteristiche nominali e alle correnti massime di cortocircuito possibili in un qualsiasi punto di connessione sulla rete, valori che devono essere comunicati dal Distributore.

Particolare attenzione deve essere posta nella scelta di interruttori, sezionatori, TA, TV e trasformatori, per i quali le caratteristiche di prestazione devono essere selezionate tenendo conto delle caratteristiche tecniche della rete o in accordo con le indicazioni del Distributore.

Per la trasformazione MT/BT devono essere utilizzati trasformatori trifasi con collegamento a triangolo sul primario. Per esigenze particolari (quali saldatrici, azionamenti, ecc.) possono essere adottati collegamenti diversi previi accordi con il Distributore.

Il proprietario di ciascun componente o apparato garantisce la rispondenza del componente o dell'apparato stesso ai requisiti prescritti.

COP.

-INE

8.5.11 Dispositivo Generale

Per realizzare quanto previsto in 8.5.3.1, il Dispositivo Generale (DG nel seguito) è tipicamente costituito (salvo quanto disposto nel successivo paragrafo 8.6.1), da:

- interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura;
- interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore (eventualmente integrati in un unico involucro).

La funzione di sezionamento per il sezionatore di linea deve essere conforme alla Norma CEI EN 62271-102 se fisso, oppure con la Norma CEI 62271-200 se la funzione di sezionamento viene conseguita mediante l'estraibilità dell'interruttore.

La disposizione mutua di sezionatore e interruttore indicata negli schemi è tale da consentire la minimizzazione degli interventi da parte del Distributore in caso di eventuali manutenzioni sul primo interruttore lato Utente, la cui frequenza comunque dipende, ovviamente, dalle soluzioni tecniche e realizzative adottate per la realizzazione di tale interruttore da parte del Costruttore dello stesso. Tale disposizione mutua, e la realizzazione costruttiva conseguita mediante due distinte apparecchiature, non sono vincolanti, purché siano realizzate le funzioni proprie di entrambe le apparecchiature, e siano rispettati i criteri di sicurezza.

Lo sganciatore di apertura deve essere asservito ad adeguate protezioni, conformi a quanto stabilito al successivo paragrafo.

Le apparecchiature MT, in particolare quelle del DG, devono essere costantemente mantenute efficienti dall'Utente. Tenendo conto che è necessario limitare gli interventi di personale del Distributore necessari per mettere fuori tensione il cavo di collegamento, qualora l'Utente adotti la disposizione delle apparecchiature indicate in Fig. 21, cioè con sezionatore fisicamente distinto dall'interruttore e posto a monte di esso, può effettuare la manutenzione della sezione ricevitrice minimizzando le necessità di fuori tensione del cavo di collegamento. Un'ulteriore minimizzazione delle necessità di fuori servizio del cavo di collegamento è ottenute mediante la possibilità di controllare visivamente lo stato delle terminazioni dall'esterno del quadro. A tal fine, è necessario che lo scomparto di arrivo linea presenti opportune finestre di ispezione. Fatte le dovute valutazioni (frequenza di tali interventi, costi di apparecchiature, affidabilità delle stesse in funzione delle soluzioni tecniche adottate, ecc.), l'Utente ha comunque piena facoltà di adottare soluzioni diverse (ad es. apparecchi integrati o diverso posizionamento reciproco di sezionatore ed interruttore), ma funzionalmente rispondenti alla presente Norma. L'interruttore deve essere tripolare simultaneo ed avere potere d'interruzione adeguato alla corrente di cortocircuito della linea d'alimentazione comunicato dal Distributore. Le funzioni di protezione associate al DG sono dettagliate nel paragrafo seguente.

8.5.12 Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale

8.5.12.1 Criteri generali

I sistemi di protezione dell'Utente e della rete devono:

- contribuire alla sicura individuazione degli elementi guasti del sistema elettrico ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio;
- essere opportunamente coordinati.

La scelta del sistema di protezione dell'Utente (per gli aspetti rilevanti ai fini della rete di distribuzione) deve essere effettuata seguendo le indicazioni del Distributore, tenendo conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti:

- assetto delle protezioni in Cabina Primaria;
- caratteristiche dell'impianto di rete per la connessione, dell'impianto di utenza per la connessione e del restante impianto dell'Utente;
- caratteristiche dei collegamenti (linea aerea, in cavo, mista).

L'Utente e il Distributore sono responsabili del corretto funzionamento dei propri sistemi di protezione. Tali sistemi devono essere correttamente manutenuti; in occasione di interventi intempestivi, ovvero di mancati interventi del sistema di protezione dell'Utente, su richiesta l'Utente stesso è tenuto a fornire al Distributore le informazioni necessarie alla ricostruzione dell'evento. Analoghe procedure si applicano al Distributore in caso di malfunzionamenti al sistema di protezione di pertinenza del medesimo. In caso di malfunzionamento del sistema di protezione dell'Utente, il Distributore ha facoltà di chiedere la revisione del sistema e l'immediata adozione di provvedimenti correttivi.

Per quanto riguarda le informazioni che l'Utente deve fornire al Distributore, esse consistono nelle segnalazioni di avviamento e scatto delle protezioni, con il relativo riferimento temporale, come messe a disposizione dalla PG.

Il macchinario dell'impianto di Utente deve essere protetto contro sollecitazioni dovute a guasti non coperti dalle protezioni di rete (quali, ad es., i guasti longitudinali). Il macchinario medesimo deve inoltre resistere alle sollecitazioni dovute ai guasti in rete, ed alle eventuali richiusure effettuate sulla rete stessa.

8.5.12.2 Protezioni da adottare per tutti gli Utenti

La linea MT del Distributore che alimenta l'Utente è dotata in partenza di protezioni di massima corrente di fase e contro i guasti a terra. Tipicamente, il Distributore non installa alcun dispositivo di protezione presso gli Utenti. Al fine di evitare che guasti interni all'impianto dell'Utente abbiano ripercussioni sull'esercizio della rete del Distributore, l'Utente deve installare un Sistema di Protezione Generale comprendente relé di protezione di massima corrente di fase e contro i guasti a terra.

Il Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale (ovvero Sistema di Protezione Generale, SPG nel seguito) è composto da:

- trasduttori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relé di protezione;
- relé di protezione con relativa alimentazione;
- circuiti di apertura dell'interruttore.

Nel suo complesso, il SPG deve essere in grado di funzionare correttamente in tutto il campo di variabilità delle correnti e delle tensioni che si possono determinare nelle condizioni di guasto per le quali è stato previsto.

L'esercizio della rete di media tensione in Italia avviene, prevalentemente, con neutro a terra tramite impedenza (neutro compensato). Una quota non trascurabile di reti di distribuzione, tuttavia, è esercita a neutro isolato. Nel caso di esercizio a neutro compensato, è comunque necessario che le protezioni per i guasti a terra di cui è dotato l'impianto dell'Utente siano sempre in grado di funzionare correttamente, a prescindere dallo stato del neutro. Ciò in quanto, durante l'esercizio di una rete a neutro compensato, il neutro può occasionalmente trovarsi isolato (ad es. per guasto o manutenzione delle impedenze o di altri componenti del sistema di messa a terra del neutro MT, oppure per misura delle correnti capacitive di guasto a terra della rete MT[(43)]).

È altresì evidente che, qualora lo stato del neutro della rete MT subisca variazioni permanenti (passaggio da neutro isolato a neutro compensato, che deve essere preannunciato con le tempistiche previste dalla normativa e dalla legislazione vigente), tutti gli Utenti dovranno essere informati circa:

- il necessario adeguamento della protezione generale e dei relativi valori di regolazione;
- il valore di corrente di guasto monofase a terra con relativo tempo di eliminazione del guasto (nelle normali condizioni di esercizio del neutro della rete MT) per il dimensionamento e la verifica degli impianti di terra.

Gli adeguamenti conseguenti, come già detto, sono a cura dell'Utente.

(43) I tempi di permanenza nella condizione di neutro isolato sono quelli strettamente necessari per manutenzione, riparazione del guasto o tempo di effettuazione della misura.

Il SPG deve essere costituito da opportuni TA di fase, TO (ed eventualmente TV) che forniscono grandezze ridotte a un relé (protezione generale, PG[44]) che comprende:

- protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito. Poiché la prima soglia viene impiegata contro il sovraccarico, la seconda viene impiegata per conseguire un intervento ritardato e la terza per conseguire un intervento rapido, nel seguito, per semplicità, ci si riferirà a tali soglie con i simboli:
  - ***I*>** (sovraccarico),
  - ***I*>>** (soglia 51, con ritardo intenzionale),
  - ***I*>>>** (soglia 50, istantanea);
- protezione di massima corrente omopolare a due soglie[45], oppure (quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'Utente[46] supera l'80% della corrente di regolazione stabilita dal Distributore per la protezione 51N[47]) protezione direzionale di terra a due soglie[48] e massima corrente omopolare a una soglia[49].

Il Distributore ha facoltà di chiedere all'Utente l'adozione di provvedimenti atti a limitare l'assorbimento di potenza oltre ai valori contrattuali, al fine di non dover interrompere per problemi di sovraccarico il servizio di distribuzione ad Utenti collegati sulla medesima linea MT, ovvero di evitare danneggiamenti ai trasformatori di misura richiedendo per esempio, l'attivazione della prima soglia nella protezione di massima corrente opportunamente regolata a tale scopo o provvedimenti equivalenti sul lato BT. Tale limitazione di potenza è finalizzata a evitare disservizi o danneggiamenti, ed ha validità transitoria, nelle more dei necessari sviluppi di rete.

Di conseguenza, è necessario attivare sulla PG la prima soglia a tempo inverso, da parte dell'Utente, in accordo con il Distributore ai fini di proteggere l'impianto del Distributore dai sovraccarichi[50].

Qualora specifiche necessità dell'Utente conducano all'adozione di sistemi di selettività basati sullo scambio di informazioni, si dovranno seguire le prescrizioni riportate in 8.5.12.7.

Data la specificità delle funzioni che devono essere garantite dal SPG in rapporto alle peculiari caratteristiche delle reti MT di distribuzione, nonché le necessità di elevata affidabilità e rapidità di intervento che tale protezione deve garantire, nell'Allegato D si descrivono in dettaglio i requisiti dello stesso SPG. Nel medesimo Allegato D sono anche dettagliate le modalità secondo cui deve essere attestata la rispondenza del SPG alle prescrizioni della presente Norma.

---

(44) Nel caso di SPG integrato, i segnali vengono forniti a un'opportuna unità elettronica da trasduttori di corrente e, se necessario, di tensione.

(45) Una per i guasti monofase a terra, una per i guasti doppi monofase a terra.

(46) Tale contributo, che tiene conto solo della rete MT allo stesso livello della tensione di consegna, può essere determinato a mezzo della formula empirica di cui in 5.2.1.7, oppure sulla base delle reali caratteristiche dei cavi e delle linee desumibili da cataloghi o data sheet del Costruttore.

(47) Ci si riferisce alla regolazione richiesta per la protezione 51N nei casi in cui la medesima 51N sia l'unica protezione richiesta contro i guasti a terra.

(48) Una soglia per la selezione dei guasti interni in caso di reti funzionanti a neutro compensato, una in caso di neutro isolato.

(49 Finalizzata alla selezione dei guasti doppi monofase a terra.

(50) La soglia a tempo inverso potrebbe essere anche attivata volontariamente dall'Utente, allo scopo di proteggere il proprio impianto da sovraccarichi o da guasti sulla conduttura che va dall'avvolgimento BT del trasformatore al primo quadro BT, tratto che potrebbe risultare altrimenti non protetto per sovracorrenti di valore contenuto. In un simile caso, si dovrà fare attenzione agli errori dei trasduttori, che potrebbero (a seconda delle scelte effettuate) essere utilizzati a correnti molto minori della loro corrente nominale. Una più accurata protezione contro i sovraccarichi dell'impianto Utente può essere ottenuta anche mediante rilievo delle temperature in opportuni punti del trasformatore, oppure mediante adeguata regolazione del dispositivo di protezione di bassa tensione (interruttore di trasformatore lato BT, qualora presente), oppure ancora mediante protezione a immagine termica.

In particolare, il SPG può essere realizzato con una delle modalità costruttive riportate nell'Allegato D, qui di seguito richiamate:

- SPG non integrato, ovvero SPG che prevede singoli PG, TA, TO, TV, ciascuno rispondente alle rispettive Norme di riferimento, combinati in vari modi previa verifica del corretto funzionamento della combinazione (vedere D.2);
- SPG integrato, ovvero SPG che prevede un'unica apparecchiatura integrata che svolga le funzioni di PG, TA, TO, TV, ciascuno rispondente alle rispettive Norme di riferimento, per quanto applicabili (vedere D.3).

8.5.12.3 Regolazioni della PG

La regolazione della protezione generale dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente e della rete di alimentazione. I valori di regolazione della protezione generale devono essere impostati dall'Utente sulla base di quanto comunicato dal Distributore. Nel seguito si danno le regolazioni minime per le varie funzioni protettive(51). Tali valori costituiscono il limite inferiore delle regolazioni che il Distributore può comunicare all'Utente in fase di connessione.

È facoltà del Distributore comunicare valori di regolazione maggiori (ovvero soglie in corrente più elevate e/o tempi di intervento più lunghi) qualora le caratteristiche della rete lo consentano.

È facoltà dell'Utente implementare valori di regolazione minori (ovvero soglie in corrente più ridotte e/o tempi di intervento più brevi) qualora le caratteristiche del proprio impianto lo richiedano.

Al fine di garantire che guasti all'interno dell'impianto dell'Utente vengano selezionati dal SPG dell'Utente stesso (dando luogo, al limite, ad una sola richiusura rapida da parte dell'interruttore in testa alla linea MT del Distributore) deve essere assicurata sempre e comunque la piena funzionalità dello stesso SPG, secondo le regolazioni fornite dal Distributore.

Le regolazioni minime per le varie funzioni protettive di seguito elencate si applicano alla generalità degli Utenti; per Utenti con potenza impegnata superiore a 3 MW (3 MVA se attivi) è prevista la possibilità di concordare con il Distributore regolazioni differenti, compatibilmente con le necessità di esercizio e con le caratteristiche della rete di distribuzione.

Protezione di massima corrente di fase

I valori di regolazione minimi comunicati dal Distributore all'Utente circa la protezione di massima corrente di fase sono di seguito riportati:

- prima soglia (*I*>, attivazione opzionale): valore e tempo di estinzione da concordare con il Distributore;
- seconda soglia (*I*>>): valore 250 A; tempo di estinzione della sovracorrente: 500 ms;
- terza soglia (*I*>>>): valore 600 A; tempo di estinzione della sovracorrente(52): 120 ms(53) (salvo quanto disposto al successivo paragrafo 8.5.12.7).

I valori minimi di regolazione qui indicati sono riferiti ai livelli di tensione maggiormente diffusi (15 kV e 20 kV); si devono prevedere valori analoghi per gli altri livelli di tensione.

(51) Per la protezione direzionale di terra, sono dati valori minimi per le correnti e valori tipici per gli altri parametri.

(52) Per tempo di estinzione della sovracorrente (estinzione del guasto), si intende la somma del tempo di intervento della protezione, del tempo di apertura dell'interruttore fino alla completa estinzione della corrente.

(53) Il DG deve essere in grado di completare l'apertura entro 120 ms, considerando anche la contestuale apertura dell'interruttore di linea, tipicamente in grado di estinguere il guasto in tempi compresi tra 70 ms e 150 ms.

COP.

Protezione di massima corrente omopolare

Reti a neutro isolato:

- prima soglia (*Io*>, impiegata solo in assenza della 67N): valore 2 A[54]; tempo di estinzione del guasto: 170 ms;
- seconda soglia *(Io*>>, impiegata solo con presenza 67N): valore 140 % della corrente di guasto monofase a terra comunicata dal Distributore; tempo di estinzione del guasto: 170 ms (salvo quanto disposto al successivo paragrafo 8.5.12.7).

Reti a neutro compensato:

- prima soglia (*Io*>, impiegata solo in assenza della 67N): valore 2 A[54]; tempo di estinzione del guasto: 450 ms (salvo i casi di Utenti con DG conforme a quanto disposto in 8.6.1, per i quali il tempo ammissibile per la completa estinzione del guasto a terra da parte del DG è elevabile a 800 ms);
- seconda soglia *(Io*>>, sempre presente anche con 67N): sempre presente, anche con 67N; valore 140 % della corrente di guasto monofase a terra comunicata dal Distributore (tipicamente, 70 A reti a 20 kV e 56 A per reti a 15 kV); tempo di estinzione del guasto: 170 ms (salvo quanto disposto al successivo paragrafo 8.5.12.7).[55]

In alternativa alle regolazioni sopra esposte, per gli utenti di reti a neutro compensato che non necessitano della protezione 67N, può essere impiegata la sola soglia *Io*>, con le seguenti regolazioni: valore 2 A; tempo di estinzione del guasto: 170 ms.

Protezione direzionale di terra

I valori di regolazione della protezione direzionale di terra sono di seguito riportati:

- prima soglia (selezione guasti a terra in regime di neutro isolato)
  - I_0: 2 A
  - U_0: 2 V;
  - settore di intervento (ritardo di I_0 rispetto a U_0): 60° ÷ 120°;
  - tempo di estinzione del guasto: 170 ms;
- seconda soglia (selezione guasti a terra in regime di neutro compensato)
  - I_0: 2 A
  - U_0: 5 V;
  - settore di intervento (ritardo di I_0 rispetto a U_0): 60° ÷ 250°;
  - tempo di estinzione del guasto: 450 ms;

I valori minimi di regolazione qui indicati sono riferiti ai livelli di tensione maggiormente diffusi (15 kV e 20 kV); si devono prevedere valori analoghi per gli altri livelli di tensione.

(54) Sono possibili valori minori, comunque non inferiori a 1 A, in caso di reti di estensione particolarmente ridotta.

(55) La soglia I0>> è finalizzata all'eliminazione del guasto doppio monofase a terra su reti a neutro compensato. Qualora il tempo complessivo di intervento della prima soglia sia regolato a 450 ms, il valore di corrente della seconda soglia si deve regolare secondo le indicazioni del Distributore, tipicamente al 140% del valore di corrente di guasto a terra comunicato per il regime di neutro compensato.

8.5.12.4 Circuiti di comando

Le prescrizioni di seguito fornite sono finalizzate a dare la massima affidabilità ai circuiti di comando della PG. In generale, per il comando di apertura del DG per azione della PG, deve essere impiegata una bobina a mancanza di tensione(56) (57). Di conseguenza, qualora venisse a mancare la tensione di alimentazione della PG, (nonostante la presenza di UPS o batterie in tampone) per un qualsiasi motivo, si verifica l'apertura del DG anche in assenza di comando proveniente dalla PG (senza tale accorgimento, il SPG potrebbe rimanere inefficiente a tempo indefinito lasciando l'onere della selezione dei guasti interni all'Utente all'interruttore della linea di Distribuzione, con ovvie conseguenze negative per tutti gli altri Utenti alimentati dalla linea stessa).(58)

La protezione deve essere munita di un contatto NA in assenza di alimentazione ausiliaria. Tale contatto, qualora associato a un circuito di comando a mancanza di tensione, deve risultare chiuso in presenza della tensione ausiliaria.

Devono essere previsti opportuni accorgimenti atti a prevenire l'interruzione accidentale dei cavi di collegamento fra la PG e la bobina di apertura del DG.

In alternativa alla bobina di apertura a mancanza di tensione, è possibile impiegare (per il comando del DG da parte della PG) una bobina di apertura a lancio di corrente, purchè la PG sia dotata di un opportuno sistema di controllo e registrazione atto a consentire le verifiche del caso. Le caratteristiche di tale sistema di controllo e registrazione sono riportate in Allegato D. In questo caso (circuito di comando a lancio di corrente), il contatto NA della PG deve essere aperto in presenza di alimentazione ausiliaria.

In ogni caso (minima tensione o lancio di corrente con data logger), i circuiti di comando relativi a PG e DG, il PG e l'eventuale data logger devono essere alimentati dalla medesima tensione ausiliaria, la cui disponibilità deve essere garantita da un UPS o batterie in tampone per almeno un'ora.

I comandi di apertura degli interruttori devono essere di tipo elettrico.

8.5.12.5 Interventi sui dispositivi di protezione

Le caratteristiche funzionali e le regolazioni delle protezioni elettriche, concordate o già impostate sulle protezioni stesse, non possono essere modificate dall'Utente senza il preventivo assenso del Distributore.

L'Utente è tenuto ad adeguare le protezioni, installate sui propri impianti, che possano a qualsiasi titolo interferire con il corretto funzionamento della rete, qualora siano caratterizzate da prestazioni, stimate o verificate, insufficienti a soddisfare le richieste del Distributore e/o del Gestore.

---

(56) I circuiti di comando relativi a PG e DG, nonchè la bobina a mancanza di tensione, devono essere alimentate dalla medesima tensione ausiliaria. Ciò per garantire, in assenza di alimentazione ausiliaria, l'intervento della bobina a mancanza di tensione.

(57) Ai fini del presente paragrafo, si considerano equivalenti alla bobina a mancanza di tensione anche sistemi di apertura automatica dell'interruttore al mancare della tensione ausiliaria purchè lo stesso interruttore disponga di un adeguato sistema di accumulo di energia interno in grado di assicurarne l'apertura. Si sottolinea che eventuali dispositivi di esclusione temporanea della bobina a mancanza di tensione, essi dovranno escludere la bobina stessa per tempi non superiori a 5 s, in modo da consentire esclusivamente la chiusura del DG e il rirpristino dell'alimentazione ausiliaria.

(58) Onde evitare aperture intempestive del DG, l'Utente può mettere in essere i seguenti accorgimenti:
- alimentare la PG (e il circuito di sgancio a minima tensione) tramite circuiti ausiliari dedicati che prevedano alimentazione ordinaria e di emergenza, ad esempio asserviti ad un UPS od a una batteria tampone (o altra alimentazione di emergenza equivalente); per consentire la rienergizzazione dell'impianto a seguito di una prolungata mancanza dell'alimentazione all'UPS, è necessario che quest'ultimo sia provvisto di un accorgimento tale da mantenere una carica residuale sufficiente alla chiusura dell'interruttore generale;
- predisporre un allarme che evidenzi immediatamente la mancanza della alimentazione normale ed il passaggio a quella di emergenza al fine di consentire il sollecito avvio degli opportuni interventi per il tempestivo ripristino dell'alimentazione ausiliaria;
- dimensionare l'autonomia dell'alimentazione di emergenza dei circuiti ausiliari (comunque realizzata) dopo la comparsa dell'allarme, tenendo conto dei tempi massimi previsti per il completamento dei sopra citati interventi di ripristino;
- effettuare la necessaria manutenzione ordinaria e straordinaria sui sistema di alimentazione dei circuiti ausiliari ordinari e di emergenza.

COP.

-INE

8.5.12.6 Dispositivi di richiusura automatica

Alle protezioni di linea MT sono tipicamente associati dispositivi di richiusura rapida (e/o lenta). Qualora la richiusura rapida sia attivata, il Distributore comunica all'Utente il tempo di attesa associato alla richiusura medesima.

8.5.12.7 Coordinamento selettivo tra le protezioni MT di utenza (protezioni basate su scambio di informazioni)[59]

Come dettagliato in A.2.2, nel caso di Utenti con particolari esigenze di continuità del servizio, è possibile impiegare sulla rete MT di utenza sistemi di coordinamento basati sullo scambio di informazioni tra relé a valle e PG. Tali sistemi possono essere impiegati per l'eliminazione selettiva dei guasti monofasi senza alterare le regolazioni (ritardo intenzionale) del DG.

L'impiego dei medesimi sistemi per l'eliminazione selettiva dei guasti polifasi (e doppi monofasi a terra) è possibile purchè la parte di rete MT di Utente tra il DG e i dispositivi di protezione a valle (qualora non ricompresi nello stesso quadro) sia costituita da linee in cavo, secondo le prescrizioni del presente paragrafo. Qualora l'adozione di tali sistemi preveda la modifica delle regolazioni della PG (paragrafo 8.5.12.3), l'Utente può apportare tali modifiche secondo quanto previsto nei tre casi di seguito descritti.

Caso 1: Selezione del guasto mediante apertura della protezione di linea e richiusura. Previa comunicazione scritta al Distributore[60], l'Utente può regolare il SPG in modo che l'estinzione completa del guasto (per apertura dello stesso DG) avvenga in un tempo complessivo non superiore a 200 ms. Un simile ritardo all'apertura del DG è finalizzato alla ricezione dei segnali di blocco provenienti dalle protezioni a valle. Per guasti appena a valle del DG, il SPG deve comunque essere in grado di completare l'apertura entro 200 ms, considerando la contestuale apertura dell'interruttore di linea (tipicamente in grado di estinguere il guasto in tempi compresi tra 70 ms e 150 ms).

Ciò significa che la PG deve essere in grado di individuare il guasto entro 50 ms e, in assenza di segnale ricevuto da uno dei dispositivi a valle, deve inviare il successivo comando di apertura dell'interruttore generale anche se l'estinzione della corrente di guasto è già avvenuta grazie all'apertura dell'interruttore di linea del Distributore.

Caso 2: Selezione del guasto sulle utenze finali senza[61] apertura della protezione di linea.

È prevista, per un Utente che si trovi nelle condizioni sottoriportate:

- rientri nei requisiti fissati dall'AEEG (requisiti di tipo A);
- sia connesso a una linea con caratteristiche tecniche fissate da ciascun Distributore, cioè tale da consentire un ritardo intenzionale dell'apertura dell'interruttore in Cabina Primaria;
- abbia ottenuto la preventiva approvazione scritta del Distributore[62],

la possibilità di ritardare la protezione di linea, allo scopo di consentire la realizzazione di un solo livello di selettività all'interno del proprio impianto. Di conseguenza, è consentito il ritardo all'intervento del DG, purché sia comunque conseguita la completa estinzione del guasto in 170 ms. Un simile ritardo all'apertura del DG è finalizzato alla ricezione dei segnali di blocco provenienti dalle protezioni a valle.

---

(59) I sistemi di selezione basati su scambio di informazioni descritti nel presente paragrafo si riferiscono al coordinamento tra la PG e le protezioni di Utente a valle; l'eventuale coordinamento con la protezione di linea del Distributore è conseguito mediante l'introduzione di un minimo ritardo. Sono allo studio sistemi di coordinamento selettivo basati su scambio di informazioni tra protezioni di Utente e protezione di linea. Si precisa che il coordinamento selettivo descritto nel presente paragrafo può necessitare l'impiego di relé e trasduttori dalle prestazioni più elevate di quelle minime prescritte per l'impiego di relé e trasduttori nel SPG.

(60) In questo caso, la comunicazione scritta dovrà contenere l'attestazione dell'impiego di un sistema di selettività basato su scambio di informazioni.

(61) Il rispetto di intervalli temporali così ridotti è motivato dalla necessità di contenere il più possibile la durata delle sollecitazioni sulla rete, nonché il buco di tensione percepito dalla complessiva utenza sottesa alla sbarra MT che alimenta il guasto. Ne consegue che gli intervalli qui prescritti non sono tali da garantire in assoluto il coordinamento selettivo tra protezione in CP e DG. Valutazioni puntuali circa il complessivo sistema (rete di distribuzione+Utente sotteso) possono condurre all'impiego, da parte del Distributore, di intervalli temporali maggiori, tali da consentire un più agevole coordinamento selettivo.

(62) In questo caso, la comunicazione scritta deve contenere l'attestazione dell'impiego di un sistema di selettività basato su scambio di informazioni, nonché l'attestazione dei requisiti di tipo A.

Per questa tipologia di Utenti, il Distributore deve prevedere un ritardo nell'intervento delle proprie protezioni di linea comunque non inferiore a 170 ms[63] al fine di permettere il coordinamento selettivo tra l'interruttore di linea e gli interruttori a valle del DG in grado di completare l'estinzione del guasto in meno di 120 ms (tipicamente, posti a protezione delle utenze finali). Per guasti appena a valle del DG, o comunque in una zona protetta da interruttori non in grado di estinguere il guasto nel tempo sopra citato, si ha comunque l'apertura dell'interruttore di linea, la cui successiva richiusura deve trovare il DG Utente aperto.

Caso 3: Selezione del guasto su tutta la rete Utente senza[64] apertura della protezione di linea.

È prevista, per un Utente che si trovi nelle condizioni sottoriportate:

- rientri nei requisiti fissati dall'AEEG (requisiti di tipo B);
- sia connesso a una linea realizzata con conduttori in cavo (con caratteristiche tecniche fissate da ciascun Distributore), cioè tale da consentire un ritardo intenzionale dell'apertura dell'interruttore in Cabina Primaria;
- abbia ottenuto la preventiva approvazione scritta del Distributore[65]

la possibilità di ritardare la protezione di linea, allo scopo di consentire la realizzazione di più livelli di selettività all'interno dell'impianto di Utente. Di conseguenza, è consentito il ritardo all'intervento del DG, purché sia comunque conseguita la completa estinzione del guasto in 170 ms. Un simile ritardo all'apertura del DG è finalizzato alla ricezione dei segnali di blocco provenienti dalle protezioni a valle, ed allo scambio di informazioni tra le protezioni a valle.

Per questa tipologia di Utenti, il Distributore deve prevedere un ritardo nell'intervento delle proprie protezioni di linea comunque non inferiore a 250 ms[66] al fine di permettere il coordinamento selettivo tra l'interruttore di linea e gli interruttori della rete di Utente equipaggiati con protezioni basate su scambio di informazioni (ivi compreso il DG).

8.5.13 Limiti sulle sezioni di trasformazione MT/BT

Scopo della presente prescrizione è quello di limitare la complessiva potenza di cortocircuito della sezione di trasformazione afferente a un singolo sistema di sbarre BT che, se eccessiva, in caso di guasto su tale sezione, può determinare l'intervento della protezione di massima corrente in testa alla linea MT di distribuzione.

Il Distributore, all'atto della richiesta di connessione, deve comunicare il limite alla potenza massima del singolo trasformatore e/o di più trasformatori in parallelo sulla stessa sbarra BT riferita alle tensioni di cortocircuito tipiche riportate nella Norma CEI EN 60076-5 (u_{cc} = 6% per trasformatori con potenza nominale maggiore di 630 kVA), che l'Utente può installare nel proprio impianto al fine di evitare l'intervento della protezione di massima corrente installata sulla linea MT che lo alimenta in caso di cortocircuito sulle sbarre BT del trasformatore.

Tale limite alla potenza massima (comunicato dal Distributore) non deve essere generalmente inferiore a 2000 kVA (reti a 20 kV) e 1600 kVA (reti a 15 kV)[67]. Limiti inferiori possono essere definiti dal Distributore nel caso di strutture particolari della rete MT esistente.

L'Utente non deve installare sezioni di trasformazione eccedenti tale potenza massima; è fatto salvo il caso di taglie maggiori purchè, per effetto delle impedenze interposte tra il punto di consegna e il lato BT dei trasformatori (linee MT di Utente, impedenza di cortocircuito dei trasformatori, eventuali reattanze di limitazione) la corrente di guasto calcolata ai morsetti BT del trasformatore sia limitata a un valore equivalente a quello ottenuto considerando il solo effetto di limitazione dovuto ai trasformatori di taglia limite di cui al precedente capoverso.

---

(63) Si sottolinea che, qualora il Distributore ritardi l'apertura dell'interruttore di linea, i limiti di immunità ai buchi di tensione (durata e profondità) ai quali deve far fronte l'apparecchiature di tutta l'utenza alimentata dal medesimo trasformatore AT/MT, in occasione di guasto sulla linea MT oggetto della connessione, dovranno essere opportunamente considerati di conseguenza.

(64) Vedi nota (61).

(65) In questo caso, la comunicazione scritta deve contenere l'attestazione dell'impiego di un sistema di selettività basato su scambio di informazioni, nonché l'attestazione dei requisiti di tipo B.

(66) Vedi nota (63).

(67) Si devono prevedere limiti analoghi per le altre tensioni.

COPIA

Nei casi in cui l'impianto dell'Utente non sia compatibile con le limitazioni sopra riportate, può essere valutata l'alimentazione dello stesso mediante linea in antenna (secondo le condizioni economiche definite dall'AEEG), personalizzando la regolazione della protezione di massima corrente.

8.5.14 Limiti sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati

Scopo della presente prescrizione è quello di contenere le correnti di inserzione. Per tale motivo, le prescrizioni sono riferite a trasformatori con correnti di inserzione pari a quelle indicate nella Guida CEI 11-35.

A tal fine l'Utente non può installare trasformatori per una potenza complessiva superiore a tre volte i limiti indicati nel paragrafo 8.5.13 per ciascun livello di tensione, anche se con sbarre BT separate. In caso di installazione di trasformatori di potenza complessiva eccedente la predetta potenza limite, si devono prevedere nel proprio impianto opportuni dispositivi al fine di evitare la contemporanea energizzazione di quei trasformatori che determinano il superamento delle limitazioni suddette. Tali dispositivi devono intervenire in caso di mancanza di tensione superiore a 5 s e provvedere alla rienergizzazione dei trasformatori secondo quantità complessive non superiori ai limiti sopra determinati, con tempi di rientro intervallati di almeno 1 s.

Nei casi in cui l'impianto dell'Utente, per oggettive esigenze, non sia compatibile con le limitazioni sopra riportate, può essere valutata l'alimentazione dello stesso mediante linea in antenna (secondo le condizioni economiche definite dall'AEEG), personalizzando la regolazione della protezione di massima corrente.

Qualora i trasformatori, pur rispettando i limiti sopra previsti (in termini di numero e potenza nominale), diano luogo a una complessiva corrente di energizzazione tale da provocare l'apertura del DG per effetto dell'attivazione della soglia di massima corrente *I*>>>, è possibile prevedere un blocco della suddetta soglia basato sull'individuazione della seconda armonica. La presenza di tale blocco di seconda armonica non deve comunque inficiare le prestazioni richieste alla PG in termini di rapidità di intervento.

8.6 Regole tecniche di connessione per gli Utenti passivi

Nel caso di impianti passivi, oltre alle soluzioni illustrate in 8.4.1 e 8.4.2, si possono applicare le soluzioni descritte ai paragrafi seguenti.

8.6.1 DG semplificato per impianto passivo con un trasformatore MT/BT di potenza nominale pari o inferiore a 400 kVA (soluzione allo studio)

Per questa tipologia di impianto, è attualmente allo studio, in alternativa alla soluzione descritta al paragrafo 8.4.1, una possibile configurazione semplificata, rappresentata alla seguente Fig. 23, purché siano rispettate le seguenti condizioni:

- unico quadro MT (sono escluse le esecuzioni a giorno);
- nessuna apparecchiatura ulteriore, rispetto a quelle esplicitamente indicate in Fig. 23, installata sulle sbarre MT;
- rete di distribuzione MT con corrente di guasto monofase a terra inferiore o pari a 50 A;
- montante MT con a valle un trasformatore MT/BT di potenza nominale pari o inferiore a 400 kVA e fusibile con $I_n \leq 25$ A;
- cavo che collega l'IMS al trasformatore di lunghezza non superiore a 20 m;
- trasformatore protetto da sovraccarico sul lato di bassa tensione.

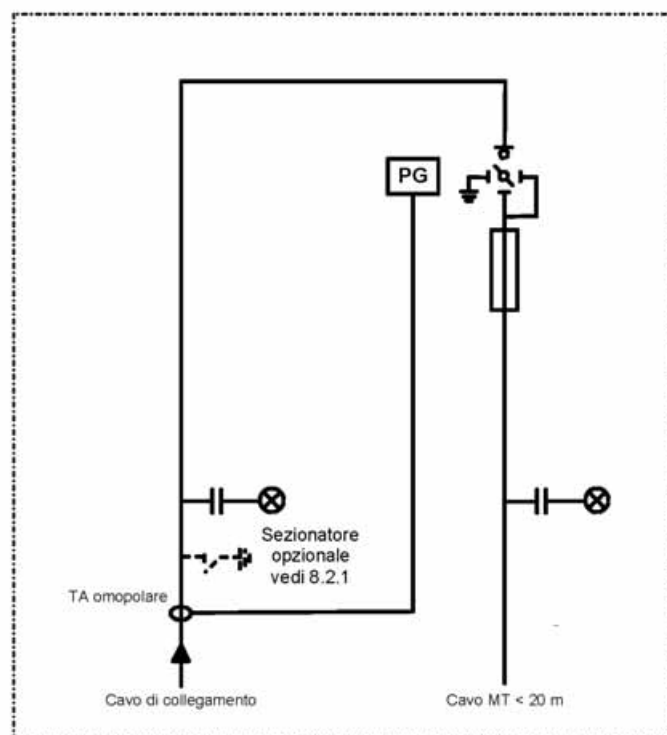



Figura 23 – DG semplificato per impianto passivo con un solo montante MT con a valle un solo trasformatore MT/BT di potenza nominale ≤ 400 kVA

In questo caso, il dispositivo generale può essere costituito da un interruttore di manovra sezionatore (IMS) completo di fusibili sulle tre fasi, dotato di bobina di apertura comandata da un sistema di protezione costituito da un relé di massima corrente omopolare. Tale dispositivo è in corso di specificazione da parte del CEI.

Le prescrizioni dell'apparecchiatura (IMS + fusibili + relé) sono attualmente allo studio, e pertanto né le connessioni di impianti nuovi né gli adeguamenti di impianti esistenti sono conseguibili aggiungendo relé omopolare agli IMS + fusibili attualmente in commercio.

8.6.2 Impianto passivo con linea in antenna

Qualora un impianto passivo di potenza impegnata superiore a 3 MW non rientrasse nei vincoli normalmente imposti agli Utenti in fase di connessione, può essere valutata l'alimentazione dello stesso mediante linea in antenna (secondo le condizioni economiche definite dall'AEEG). In questo caso, di concerto con il Distributore, possono essere superate le restrizioni circa:

- la consistenza di ciascuna sezione di trasformazione MT/BT installabile (par. 8.5.13);
- la potenza massima complessiva di trasformatori MT/BT installabili (par. 8.5.14);
- il tempo necessario per garantire selettività di intervento delle protezioni dell'Utente rispetto alle protezioni di rete (par. 8.5.12.7).

8.6.3 Limiti di scambio di potenza reattiva

Il regime di scambio della potenza reattiva (cosφ) deve consentire di mantenere la tensione su tutta la rete MT e su tutte le reti BT sottese entro il campo prescritto dalle norme (± 10% della tensione nominale di fornitura). Pertanto, in determinate situazioni di rete può essere necessario adottare un regime di scambio della potenza reattiva diverso da quello indicato dalle autorità preposte e dalle normative vigenti. Ad ogni modo detto regime deve essere concordato con il Distributore.

COPIA

-INE

8.7 Regole tecniche di connessione per gli Utenti attivi

Nel caso di Utenti attivi, oltre alle prescrizioni generali di cui in 8.4, si devono rispettare le prescrizioni di cui ai paragrafi seguenti.

8.7.1 Limiti alla complessiva generazione che è possibile connettere alle reti MT

La complessiva potenza di generazione che è possibile connettere alla rete MT sottesa a ciascuna interfaccia AT/MT (CP) senza introdurre modificazioni strutturali alla medesima interfaccia AT/MT è limitata dalla probabilità che si verifichino inversioni del flusso di potenza, rispetto al naturale funzionamento che prevede un transito di potenza dall'Alta alla Media Tensione.

Qualora le situazioni di funzionamento in cui il suddetto transito risulti invertito (cioè si abbia un transito di potenza dalla MT verso la AT) superino una percentuale significativa del complessivo tempo annuo di funzionamento (5%), è necessario equipaggiare la Cabina Primaria e le linee AT ad essa afferenti con opportuni dispositivi di protezione e controllo che consentano un sicuro esercizio della rete stessa quale rete "attiva".

Il Distributore deve indicare i dispositivi necessari a tale scopo (ad es. regolatori di tensione modificati, dispositivi per il controllo di parallelo, dispositivi di protezione per la rilevazione dei guasti di sbarra AT, ecc).

Le condizioni economiche, correlate agli adeguamenti di cui sopra, da applicare agli Utenti attivi, sono stabilite dall'AEEG.

8.7.2 Schema tipico di connessione di un Utente attivo

In caso di connessione di Utenti attivi, dovranno essere rispettate le prescrizioni contenute nella Norma CEI 11-20 se non in contrasto con la presente Norma. Nella seguente Fig. 24 è rappresentato uno schema tipico di connessione di un Utente attivo (caso generale senza esplicitazione della(e) sezioni di trasformazione).

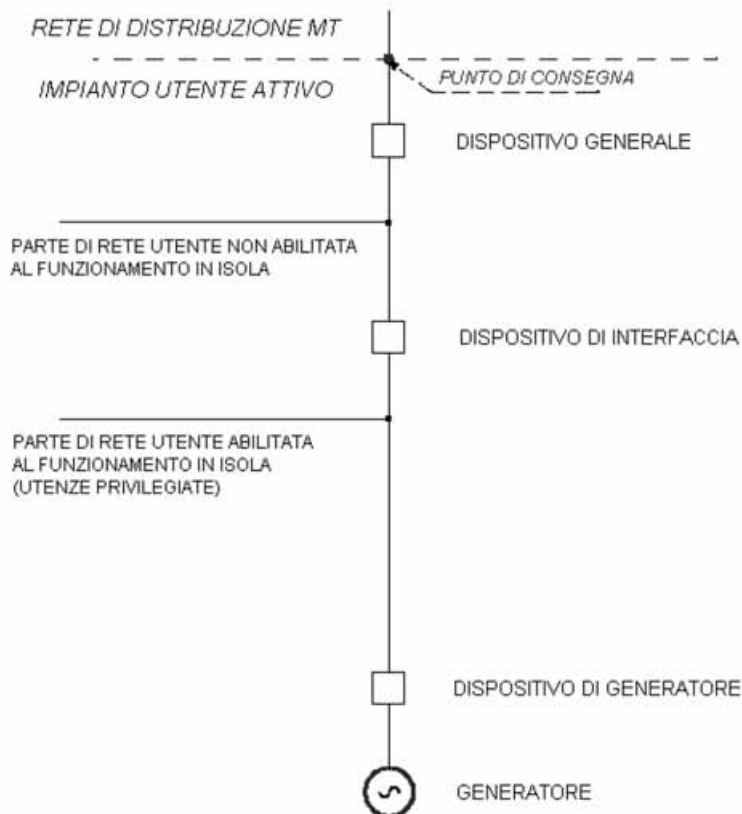



Figura 24 –Schema di principio della connessione di un impianto di produzione

8.7.3 Condizioni di funzionamento dell'impianto di produzione

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete di distribuzione è subordinato a precise condizioni tra le quali in particolare:

- il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete di distribuzione, al fine di preservare il livello di qualità del servizio per gli altri Utenti connessi;
- il regime di parallelo deve interrompersi immediatamente(68) ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori comunicati dal Distributore;
- in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete di distribuzione non compresi entro i valori stabiliti dal Distributore, il dispositivo di parallelo dell'impianto di produzione non deve consentire il parallelo con la rete stessa.

Allo scopo di garantire la separazione dell'impianto di produzione dalla rete di distribuzione in caso di perdita di rete deve essere installato, oltre ai dispositivi previsti nel paragrafo 8.4, un ulteriore dispositivo, detto Dispositivo di Interfaccia (DDI).

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea MT cui è connesso l'Utente attivo, l'Utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto;
- in caso di richiusure automatiche o manuali di interruttori della rete di distribuzione, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento meccanico del generatore stesso.

In particolari situazioni di carico della rete di distribuzione, l'intervento del SPI e la conseguente apertura del DDI potrebbero non avvenire in caso di mancanza dell'alimentazione di rete o di guasti sulla rete. Pertanto l'Utente attivo deve mettere in atto tutti gli accorgimenti necessari alla salvaguardia dei propri impianti che devono resistere alle sollecitazioni meccaniche causate dalle coppie elettrodinamiche conseguenti alle richiusura automatica rapida degli interruttori di linea.

8.7.4 Dispositivi previsti

I dispositivi aggiuntivi che devono essere presenti qualora l'Utente sia dotato di impianti di produzione che possono entrare in parallelo con la rete devono essere:

- dispositivo d'interfaccia, in grado di assicurare sia la separazione di una porzione dell'impianto dell'Utente (generatori e carichi privilegiati) permettendo il loro funzionamento in modo isolato, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete;
- dispositivo di generatore in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente.

È ammesso che, in relazione al particolare schema di impianto dell'Utente, più funzioni siano assolte dallo stesso dispositivo, purché fra la generazione e la rete di distribuzione siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore e un contattore.

Il dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore devono essere ubicati nell'impianto dell'Utente.

Il comando d'apertura del dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore deve poter essere effettuato sia manualmente da un operatore sia automaticamente dalle protezioni dell'Utente.

La manovra del dispositivo generale, di generatore e d'interfaccia è di pertinenza dell'Utente.

COPIA

(68) Salvo il caso di apertura del DDI per minima tensione, che è tipicamente ritardata di 300 ms.

I suddetti dispositivi, ai fini delle caratteristiche di sezionamento, comando e interruzione, devono seguire le prescrizioni delle Norme CEI 64-8, CEI 11-1 e CEI 11-20 per quanto applicabili.

La scelta di questi dispositivi deve essere fatta con riferimento alle grandezze nominali del sistema in cui sono installati; in particolare, per quanto si riferisce alla corrente di breve durata ed ai poteri di interruzione e di stabilimento, questi devono essere proporzionati alla corrente presunta di cortocircuito nel punto di installazione, tenendo conto che a tale corrente possono contribuire la rete di distribuzione, gli impianti di produzione dell'energia ed i motori in servizio.

8.7.4.1 Dispositivo di Interfaccia (DDI)

Nell'ambito dell'impianto di utenza di un Utente attivo, il dispositivo di interfaccia di cui al paragrafo precedente, a seconda del livello di tensione su cui è installato, può essere costituito nelle modalità di seguito riportate.

Qualora il DDI sia installato sul livello MT, esso deve essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione, oppure;
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e due sezionatori installati uno a monte e uno a valle dell'interruttore.

Qualora il DDI sia installato sul livello BT, esso deve essere costituito da un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione manovrabile dall'operatore, ovvero da un contattore combinato con fusibili conforme alla Norma CEI EN 60947-4-1 (categoria AC-1 o AC-3 rispettivamente in assenza o presenza di carichi privilegiati fra l'uscita in c.a. del sistema di generazione e dispositivo di interfaccia).

Il dispositivo di interruzione deve essere dimensionato sulla base della configurazione d'impianto dell'Utente e, per quanto riguarda le caratteristiche ai fini del sezionamento dei circuiti, deve essere conforme a quanto prescritto nella Norma CEI 64-8.

Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico (in MT o in BT) e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori

Qualora necessità impiantistiche lo imponessero[69], è ammesso l'utilizzo di più protezioni di interfaccia (al limite una per ogni singolo generatore); per non degradare l'affidabilità del sistema, il comando di scatto di ciascuna protezione deve agire su tutti i DDI presenti in impianto, in modo che una condizione anomala rilevata anche da un solo SPI disconnetta tutti i generatori dalla rete.

Nel caso di richiesta di installazione di generatori nell'ambito di impianti esistenti, connessi alla rete da almeno un anno, qualora la potenza complessiva dei generatori non superi i 1000 kW, è possibile installare non più di tre DDI (in MT e/o in BT), ciascuno dei quali può al massimo sottendere 400 kW.

In ogni caso, la bobina di apertura a mancanza di tensione deve essere asservita alle protezioni prescritte nell'Allegato E.

8.7.4.2 Dispositivo del generatore (DDG)

Per gruppi di generazione MT, il dispositivo DDG può essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatori di apertura, oppure;
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura ed un sezionatore installato sul lato rete dell'interruttore.

Per gruppi di generazione BT, il DDG può essere costituito da interruttore automatico.

Il dispositivo di interruzione deve essere dimensionato sulla base della configurazione d'impianto dell'Utente e, per quanto riguarda le caratteristiche ai fini del sezionamento dei circuiti, il dispositivo deve essere conforme a quanto prescritto nella Norma CEI 64-8.

In ogni caso il dispositivo del generatore deve essere installato sul montante di ciascun generatore ad una distanza minima dai morsetti del generatore medesimo; tale montante deve essere realizzato in modo che siano limitati i pericoli di cortocircuito e di incendio.

Il DDG può svolgere le funzioni del DDI, qualora ne abbia le caratteristiche: come sopra specificato, è comunque necessario che, fra la generazione e la rete di distribuzione, siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore ed un contattore.

(69) Le condizioni di impianto devono essere valutate e concordate con il Distributore

8.7.5 Sistemi di protezione

Le caratteristiche tecniche ed i requisiti di prova dei sistemi di protezione che l'Utente attivo deve installare in funzione della tipologia del proprio impianto devono essere conformi a quanto prescritto nell'Allegato E.

Nel medesimo Allegato sono anche dettagliate le modalità secondo cui deve essere attestata la rispondenza del SPI alle prescrizioni della presente Norma.

8.7.5.1 Protezioni associate al DDI

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede relé di frequenza, di tensione, ed eventualmente di tensione omopolare.

Devono essere previste le seguenti protezioni:

1. massima tensione (senza ritardo intenzionale);
2. minima tensione (ritardo tipico: 300 ms);
3. massima frequenza (senza ritardo intenzionale);
4. minima frequenza (senza ritardo intenzionale);
5. massima tensione omopolare V_0 lato MT (ritardata);
6. protezione contro la perdita di rete (da concordare tra il Distributore e l'Utente in funzione delle caratteristiche della rete di distribuzione, allo studio).

Qualora l'Utente attivo intenda migliorare le prestazioni del dispositivo di interfaccia nei riguardi di guasti polifasi sulla rete del Distributore tali da non essere individuati dal dispositivo di minima tensione di cui al punto 2), può installare una protezione di massima corrente ritardata che agisca sul DDI.

Le protezioni di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali ad almeno due tensioni concatenate MT che quindi possono essere prelevate:

- dal secondario di TV collegati fra due fasi MT;
- direttamente da tensioni concatenate BT.

Le regolazioni dovranno tenere conto del livello di tensione a cui le grandezze sono rilevate.

Il SPI deve essere realizzato secondo le modalità previste nell'Allegato E.

La protezione di massima tensione omopolare è prevista, su richiesta del Distributore, solo per gli impianti in grado di sostenere la tensione di rete (generatori sincroni, asincroni autoeccitati, inverter funzionanti come generatori di tensione) con potenza complessiva ≥ 400 kVA.

L'intervento di un qualsiasi relé deve determinare l'apertura del dispositivo di interfaccia.

Le regolazioni delle protezioni avviene sotto la responsabilità dell'Utente sulla base del piano di regolazione predisposto dal Distributore.

Qualora le condizioni della rete lo richiedano, ad esempio per potenze complessive superiori a 1 MVA[70], il Distributore può richiedere l'installazione a cura dell'Utente di un sistema di telescatto che garantisca l'apertura del suddetto dispositivo in presenza di mancati interventi delle protezioni. Il telescatto deve essere realizzato e mantenuto in esercizio dal Distributore; gli oneri saranno ripartiti secondo le vigenti disposizioni dell'AEEG. In tale caso, non è necessaria l'installazione della protezione contro la perdita di rete.

(70) Tale richiesta è tipicamente legata alla potenza di generazione complessiva presente sulla linea/sbarra MT di Cabina Primaria, per cui è possibile che la richiesta avvenga anche per valori inferiori in particolari circostanze.

Qualora, invece, l'Utente sia connesso a linea MT in antenna (potenze complessive di generazione superiori a 3 MVA, indicativamente), in alternativa al telescatto può essere realizzata una logica nella CP da cui parte la linea MT in antenna, tale da fare aprire l'interruttore in testa alla linea al verificarsi di determinate condizioni (ad es. mancanza rete AT, scatto trasformatore AT/MT, ecc.), anche in assenza di intervento delle protezioni del Distributore che agiscono sull'interruttore di linea. La logica di Cabina Primaria deve essere realizzata e mantenuta in esercizio dal Distributore; gli oneri saranno ripartiti secondo le vigenti disposizioni dell'AEEG. Anche in tale caso, non è necessaria l'installazione della eventuale protezione contro la perdita di rete. L'Utente può, comunque, per proprie esigenze, richiedere la realizzazione del telescatto anche in queste situazioni.

8.7.5.2 Rincalzo alla mancata apertura del DDI

Per la sicurezza dell'esercizio della rete, nei casi in cui la produzione è realizzata mediante generatori in grado di sostenere la tensione di rete (generatori sincroni, asincroni autoeccitati, inverter funzionanti come generatori di tensione), per potenze superiori a 400 kVA è necessario provvedere un rincalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il rincalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro dispositivo di interruzione. Esso è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, che agisce a seconda dei casi sul dispositivo generale o sul(i) dispositivo(i) di generatore, con ritardo non eccedente 1 s. Il temporizzatore viene attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia.

La soluzione prescelta deve essere comunque approvata dal Distributore.

8.7.5.3 Esclusione temporanea del SPI

Il SPI può essere escluso temporaneamente (mediante opportuni interblocchi elettrici approvati dal Distributore) solo in una delle seguenti condizioni particolari di esercizio:

- l'impianto dell'Utente attivo è "in isola" e il dispositivo generale o qualsiasi altro dispositivo posto tra la rete di distribuzione e il dispositivo di interfaccia che impedisce il parallelo dell'impianto di produzione con la rete di distribuzione siano bloccati in posizione di aperto;
- tutti i gruppi di generazione sono disattivati.

L'esclusione deve essere realizzata mediante un contatto chiuso con dispositivo del generatore aperto, posto in parallelo al contatto di scatto delle protezioni di interfaccia. Se sono presenti più generatori ed un unico dispositivo di interfaccia, i contatti discordi dovranno essere posti in serie tra loro affinché l'esclusione di detto dispositivo avvenga solo quando tutti i generatori sono disattivati. Nel caso siano presenti più interruttori di interfaccia, l'apertura dell'interruttore di ciascun generatore deve escludere la rispettiva protezione di interfaccia.

Al cessare di tali condizioni particolari di esercizio, prima di ripristinare il funzionamento parallelo dei gruppi con la rete di distribuzione, devono essere riattivate le funzioni del SPI.

8.7.5.4 Protezioni dei gruppi di generazione

Le protezioni dei gruppi di generazione (che agiscono su un DDG) hanno la funzione di arrestare il processo di conversione dell'energia quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo nell'impianto di produzione stesso o nei carichi dell'impianto, al fine di eliminare tale guasto senza compromettere l'integrità del macchinario.

Le protezioni devono azionare il dispositivo del generatore e sono definite dalla Norma CEI 11-20 in funzione della tipologia di generatore.

8.7.5.5 Caratteristiche dei TV per il SPI

Qualora il SPI agisca in base a grandezze rilevate sulla rete MT, è necessario dotarlo di opportuni trasformatori, oggetto del presente paragrafo. Per quanto attiene ai TA e TV che forniscono grandezze secondarie al Sistema di Protezione Generale, vale invece quanto riportato in Allegato D.

Le protezioni del SPI devono essere basate sul rilievo di tensioni secondarie di TV diversi da quelli utilizzati per la misura a fini commerciali (è ammesso l'uso di avvolgimenti secondari dedicati, seppur alimentati dallo stesso avvolgimento primario).

Qualora sia prevista una protezione di massima tensione omopolare, essa deve avere in ingresso la tensione omopolare MT ricavata da una terna di TV collegati tra le fasi MT e la terra con un secondario dedicato allo scopo.

In relazione alle caratteristiche della protezione si può ricorrere ad una delle seguenti alternative:

a) la tensione ai capi dei secondari dei TV collegati a triangolo aperto;

b) le tre tensioni secondarie (nel caso in cui la protezione ricavi la tensione omopolare dalle tre tensioni di fase).

I TV devono avere rapporto di trasformazione tale da fornire, in caso di guasto monofase a terra franco, al massimo la tensione nominale all'ingresso delle rispettive protezioni.

Per gli eventuali TV collegati fra le fasi che forniscono grandezze secondarie alle protezioni di min/max f e min/max V, è necessario riferirsi all'Allegato E.

Per i TV collegati a triangolo aperto valgono le stesse prescrizioni relative ai TV collegati a triangolo aperto del SPG[71].

8.7.5.6 Dispositivi di controllo del parallelo

Almeno uno dei dispositivi DG, DDI e DDG deve essere equipaggiato con dispositivo di controllo dell'interruttore stesso che verifichi le condizioni per il parallelo immediatamente a monte ed a valle dell'organo di manovra. Se uno dei detti dispositivi (DG, DDI, DDG) non è equipaggiato con controllo di parallelo, lo stesso deve essere munito di automatismo che ne impedisca la chiusura in caso di presenza di tensione immediatamente a valle (lato verso impianto di generazione).

8.7.6 Impianto attivo con linea in antenna

Per un impianto attivo di potenza installata superiore a 3 MVA che non rientrasse nei vincoli di cui al paragrafo 8.5.13 e/o 8.5.14 può essere valutata la connessione dello stesso mediante linea in antenna (secondo le condizioni economiche definite dall'AEEG). La possibilità di connetterlo alla rete mediante linea in antenna, se tecnicamente fattibile, deve essere considerata anche qualora non ricorrano le condizioni di potenza di generazione indicate in precedenza per tale soluzione. In questo caso, in accordo con il Distributore, potranno essere superate le restrizioni circa:

- la sezione di trasformazione MT/BT (paragrafo 8.5.13);
- la taglia massima di trasformatori MT/BT installabili (paragrafo 8.5.14)[72];
- valori di regolazione o tipologia di protezioni normalmente utilizzati, pur di mantenere il coordinamento selettivo delle protezioni dell'Utente rispetto alle protezioni di rete.

8.7.7 Limiti di scambio di potenza reattiva

Il regime di scambio della potenza reattiva (cosφ) deve consentire di mantenere la tensione su tutta la rete MT e su tutte le reti BT sottese entro il campo prescritto dalle norme (± 10% della tensione nominale di fornitura), pertanto, in determinate situazioni di rete può essere necessario adottare un regime di scambio della potenza reattiva diverso da quello indicato dalle autorità preposte e dalle normative vigenti. Ad ogni modo detto regime deve essere concordato con il Distributore e regolamentato nell'ambito del Contratto per la connessione.

8.8 Regole tecniche per la connessione delle reti interne d'utenza

Per i sistemi interni di utenza che non comprendano unità di generazione, si applicano le regole di cui ai paragrafi 8.4 e 8.6; qualora invece comprendano unità di generazione, è necessario anche applicare quanto previsto in 8.7.

(71) Qualora sia necessario prevedere una terna di TV per il rilievo della tensione omopolare, sono sufficienti TV di classe 3P, senza le ulteriori specificazioni previste per la terna di TV dedicata alla protezione 67N.

(72) In ogni caso, devono essere concordati con il Distributore i valori massimi di corrente di inserzione allo scopo di contenere i disturbi di tensione per l'utenza complessiva.

Parte 5 – Disposizioni per Utenti attivi e passivi, AT ed MT, per la compatibilità elettromagnetica (EMC), misura della continuità e qualità della tensione

9 Disposizioni per la compatibilità elettromagnetica

L'Utente è tenuto ad installare apparecchiature conformi alla normativa sulla compatibilità elettromagnetica IEC, serie 61000, in materia di limiti di emissione ed immunità ai disturbi elettromagnetici.

Tutti i carichi presenti sull'impianto dell'Utente, se disturbanti, devono rispettare le Norme CEI che regolamentano i disturbi condotti e indotti immessi nella rete cui essi sono collegati, al fine di non introdurre degrado alla qualità del servizio della rete.

Fra i carichi disturbanti devono essere incluse anche le unità di produzione, qualora il processo di generazione sia di per sé fonte di disturbi sulla rete (es. impianti eolici).

I disturbi massimi che possono essere immessi nella rete possono essere fissati dal Distributore tenendo conto dei margini disponibili nella zona di rete interessata e riguardano:

- variazioni di tensione (lente e rapide);
- fluttuazioni di tensione (flicker);
- armoniche;
- squilibrio delle fasi.

Il Distributore può richiedere l'impiego di condensatori di rifasamento o sistemi di filtraggio, ubicati opportunamente, ed i relativi programmi d'inserzione.

9.1 Valutazione dei disturbi

I disturbi generati dai carichi dell'impianto di Utente e immessi nella rete devono essere valutati dal Distributore con modalità stabilite dalle relative Norme CEI, CENELEC ed IEC. In generale i limiti di emissione del singolo impianto disturbante devono essere fissati tenendo conto del livello di pianificazione adottato, delle emissioni degli altri Utenti già connessi alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di eventuali nuovi impianti.

10 Misura di continuità e qualità della tensione

Il Distributore e l'Utente hanno diritto e facoltà di installare apparecchiature di misura e registrazione della qualità tecnica del servizio (continuità e qualità della tensione) della tensione nel punto di consegna collocate nei rispettivi impianti. Le predette misure di continuità del servizio forniscono indicazioni locali e quindi differiscono da quelle definite dalla AEEG nella regolazione dei livelli di qualità del servizio.

Parte 6 – Regole di connessione tra reti di distribuzione

11 Regole tecniche di connessione per le reti di distribuzione

Le prescrizioni del presente articolo si applicano nel caso di connessione tra due Distributori. La particolare natura di simili connessioni (connessione tra due soggetti titolari di concessioni per l'esercizio di reti con obbligo di connessione di terzi), nonché le molteplici fattispecie tecniche che possono verificarsi, rendono necessaria l'adozione di opportune forme di coordinamento tra i soggetti medesimi.

Le soluzioni tecniche per la connessione non sono pertanto (allo stato attuale) completamente codificate nella presente Norma tecnica, ma lasciate all'accordo tra i soggetti interessati, nel rispetto delle vigenti normative in materia emanate dall'AEEG.

I paragrafi seguenti riportano esclusivamente le prescrizioni minime da seguire per simili connessioni.

11.1 Punto di interconnessione

Nel punto di interconnessione tra reti di distribuzione devono essere installate apparecchiature idonee a consentire l'indipendenza funzionale tra le due reti di distribuzione (sezionatore, eventualmente interruttore + sezionatore). Tali apparecchiature devono consentire la manovra a distanza necessaria a garantire la minimizzazione delle indisponibilità in caso di guasto.

11.2 Misura dell'energia scambiata

Nel punto di interconnessione tra reti di distribuzione deve essere installata un'Apparecchiatura di Misura (AdM) in grado di registrare l'energia scambiata (qualora necessario, in entrambe le direzioni) tra le due reti su base oraria.

11.3 Segnali e misure scambiati tra i Distributori

Qualora si abbia la connessione di una rete di distribuzione a una stazione di pertinenza di un altro Distributore, devono essere scambiate informazioni rilevate da:

- registratori cronologici degli eventi;
- oscilloperturbografi;
- segnalazioni locali.

11.4 Esercizio e manutenzione

Le procedure di esercizio e manutenzione degli impianti interessati dalla connessione devono essere opportunamente concordate tra i soggetti interessati.

11.5 Qualità tecnica del servizio

Nel punto di interconnessione possono essere installate apparecchiature per consentire la corretta attribuzione delle responsabilità ai fini delle disposizioni dell'AEEG inerenti la qualità del servizio.

-INE

Parte 7 – Sistemi di misura dell'energia

12 Sistemi di misura dell'energia

Le presenti prescrizioni riguardano i sistemi di misura dell'energia elettrica scambiata (sia prelevata, sia immessa) con la rete del Distributore.

Tali sistemi di misura, utilizzati presso Utenti connessi a reti di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata superiore a 1 kV e inferiore o uguale a 150 kV, devono essere connessi, in generale:

- per i punti di prelievo, nell'impianto di rete per la connessione immediatamente a monte del punto di consegna;
- per i punti di immissione, nell'impianto di utenza per la connessione immediatamente a valle del DG, come meglio specificato in 7.4 e in 8.4.

Nei paragrafi seguenti sono indicate le caratteristiche ed i requisiti funzionali minimi del sistema di misura.

12.1 Caratteristiche dei sistemi di misura

Tutti i componenti del sistema di misura devono fare riferimento allo stesso impianto di terra.

Le caratteristiche ed i requisiti funzionali del sistema di misura indicati qui di seguito devono intendersi integrati dalle eventuali ulteriori prescrizioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG).

Le modalità di installazione ed i requisiti antifrode devono essere rispondenti:

- alle indicazioni della casa costruttrice ed alle Norme CEI di prodotto, per i singoli componenti;
- alla Norma CEI 13-4 "Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica".

Il sistema di misura è del tipo ad inserzione indiretta, composto da:

1. trasformatori di tensione (TV), con classe di precisione migliore o uguale a 0,5;
2. trasformatori di corrente (TA), con classe di precisione migliore o uguale a 0,5;
3. contatore statico trifase, per la misura bidirezionale dell'energia attiva e dell'energia reattiva, collegato in inserzione indiretta mediante i TA e TV, ed avente, per la misura di energia attiva, classe di precisione migliore o uguale a 0,5 S, con riferimento alla Norma CEI EN 62053-22, e/o indice di classe migliore o uguale a C, con riferimento alla Norma CEI EN 50470-3, e per la misura di energia reattiva una classe di precisione migliore o uguale a 2 secondo la Norma CEI EN 62053-23;
4. eventuale morsettiera di sezionamento e raccolta cavi ed eventuale dispositivo di protezione del circuito voltmetrico, montati su armadio esterno sigillabile (previsto, di norma, solo per le connessioni alle reti AT);
5. cavi di tipo schermato per la connessione dei circuiti secondari voltmetrici ed amperometrici dei TV e TA, rispettivamente, al contatore;
6. eventuali apparati di alimentazione ausiliaria;
7. dispositivi per la connessione del contatore ai sistemi di acquisizione remota delle misure, finalizzati alla trasmissione dei dati (per es. modem).

I relativi componenti dovranno essere anche conformi alle seguenti norme ed alle eventuali varianti ed aggiornamenti:

1. Guida CEI 13-35;
2. Norma CEI EN 62052 – 11 "Apparati per la misura dell'energia elettrica – prescrizioni generali, prove e condizioni di prova – Parte 11: Apparato di misura";
3. Norma CEI EN 62053 – 22 "Apparati per la misura dell'energia elettrica – prescrizioni particolari – Parte 22: Contatori statici di energia attiva (classi 0,2S e 0,5S)";

4. Norma CEI EN 62053 – 23 "Apparati per la misura dell'energia elettrica – prescrizioni particolari – Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classi 2 e 3)";
5. Norma CEI EN 60044 -1 "Trasformatori di misura – Parte 1: trasformatori di corrente" (TA);
6. Norma CEI EN 60044 -2 "Trasformatori di misura – Parte 2: trasformatori di tensione induttivi" (TV);
7. Norme armonizzate CEI EN serie 50470, ove richiesta la conformità alla Direttiva 2004/22/CE 31 marzo 2004 del Parlamento europeo e del Consiglio; tale riferimento può essere in tal caso alternativo alla Norma indicata ai punti 2) e 3), relativamente alla misura di energia attiva;
8. Norma CEI 13-4 – "Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica".

Per i sistemi di misura già in esercizio è ammessa una scelta dei singoli componenti con precisione diversa da quella indicata, purché la precisione complessiva del sistema per la misura dell'energia attiva risulti almeno equivalente all'indice di classe 1,5 e per la misura dell'energia reattiva all'indice di classe 2,5, secondo i criteri indicati nella Norma CEI 13-4.

I TA e TV di misura devono essere dotati di avvolgimenti secondari dedicati esclusivamente alla connessione del contatore e di eventuali componenti accessori; è vietato il cablaggio di ulteriori circuiti per i sistemi di protezione a tali avvolgimenti secondari dedicati. Previa autorizzazione del Distributore, è consentito l'utilizzo degli stessi avvolgimenti secondari per il prelievo di segnali finalizzati a eventuali dispositivi per la rilevazione della qualità del servizio elettrico (dispositivi nella disponibilità del Distributore).

Per gli impianti AT, l'eventuale armadio con i dispositivi di protezione e la morsettiera di sezionamento e raccolta cavi, ove utilizzato, deve essere collocato nelle immediate vicinanze dei TA e dei TV di misura.

12.2 Installazione del sistema di misura

L'installazione del sistema di misura deve rispondere alle modalità indicate nella Norma CEI 13-4, con riferimento anche ai requisiti antifrode. In particolare, si richiamano le prescrizioni qui di seguito riportate.

I cavi per la connessione dei circuiti secondari di misura devono essere adeguatamente protetti, lungo tutto il percorso, utilizzando un tubo per installazioni elettriche, conforme alle Norme CEI EN 61386-1 e CEI EN 61386-23.

Ogni tubo deve avere alle estremità opportuni raccordi filettati, sigillabili, atti ad assicurare la connessione delle diverse sezioni tra loro e ad impedire lo sfilamento dal contenitore cui il tubo stesso è collegato.

I cavi per la connessione dei circuiti secondari di misura ed il relativo tubo flessibile di protezione devono transitare in apposite tubazioni o cunicoli, con percorso ispezionabile mediante opportuni pozzetti.

All'interno del locale di misura, per la connessione al complesso di misura, ed in prossimità dei TA e TV, per la connessione dei cavi sui morsetti secondari dei trasformatori di misura, i tubi devono essere fissati a vista.

I cavi di misura non devono percorrere vie in comune con i cavi di potenza, né devono correre paralleli ad essi; i cavi medesimi non devono essere utilizzati per scopi diversi dalla realizzazione del complesso di misura, salvo quanto sopra disposto circa la rilevazione della qualità del servizio elettrico.

Lo schermo dei cavi per la connessione dei circuiti secondari di misura e la parte metallica dei tubi flessibili di protezione devono essere collegati a terra ad entrambe le estremità ad un unico impianto di terra.

COP.

Il contatore e l'eventuale quadro devono essere collocati in un locale di misura, appartenente all'impianto di utenza per la connessione, preferibilmente dedicato all'installazione del contatore o quadro di misura; il locale ed il contatore installato devono essere usualmente accessibili, al Distributore e all'Utente, senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi speciali. Il locale deve essere inoltre adeguatamente illuminato, provvisto di alimentazione elettrica BT per l'uso di dispositivi e attrezzature per la verifica, privo di ostacoli per l'esecuzione in sicurezza delle operazioni di manutenzione o verifica del contatore o quadro di misura. Per le prescrizioni circa l'alimentazione in BT vale quanto specificato in 7.5.8 e 8.5.8.

I dati di misura di energia elettrica devono essere accessibili ai diversi soggetti autorizzati dall'AEEG.

Allo scopo di garantire i dati di misura da eventuali alterazioni, le morsettiere del sistema di misura devono essere dotate di sistemi meccanici di sigillatura (piombatura o similari). Per quanto riguarda i cablaggi esterni ai quadri elettrici ed alle apparecchiature di misura, essi devono essere eseguiti con cavi schermati, oppure con cavi a neutro concentrico, oppure ancora mediante tubazioni metalliche dedicate e sigillate. I requisiti di garanzia da manomissioni o alterazioni si devono estendere anche alle porte ed ai dispositivi di trasmissione dei dati (porta ottica, porta seriale, modem e collegamenti) per evitare connessioni non autorizzate.

In alternativa alla sigillatura dei dispositivi di trasmissione dei dati, le caratteristiche costruttive del misuratore devono garantire l'implementazione di tecniche di protezione dei dati di misura e di elaborazione, nonché delle funzionalità medesime del misuratore. Devono inoltre garantiti gli accessi in sicurezza, con modalità autorizzata, ai dati di misura e di elaborazione sia in lettura che scrittura, onde evitare alterazioni dei dati deliberate o accidentali.

Le eventuali deroghe devono essere motivate da esigenze particolari, devono comunque assicurare la correttezza della misura e non devono portare a discriminazioni tra Utenti e tra Distributori.

12.3 Requisiti funzionali del contatore

Il contatore del sistema di misura deve consentire:

1. la misurazione e la relativa registrazione dell'energia attiva e reattiva (capacitiva e induttiva) prelevata e immessa nelle diverse condizioni di carico (attiva prelevata ed immessa, reattiva misurata nei quattro quadranti) ogni 15 minuti, nonché la rilevazione di tutti i parametri necessari alla identificazione e corretta gestione dei dati di misura;
2. la misurazione e la relativa registrazione dei valori massimi di potenza attiva (intesa come media nei 15 minuti) e la corrispondente data e ora;
3. l'impostazione da remoto delle fasce orarie;
4. l'impostazione automatica dell'ora legale/solare;
5. la rilevazione delle segnalazioni diagnostiche;
6. la sincronizzazione oraria in locale e da remoto;
7. la memorizzazione dei dati di misura di energia (attiva e reattiva) registrati, come descritto al punto 1), per un periodo temporale di almeno 60 giorni.

L'orologio interno del contatore deve avere i requisiti indicati nella Norma CEI EN 62054-21 per i commutatori orari.

Il contatore deve essere identificato, mediante un codice anagrafico riportato in una distinta memoria interna riservata e non modificabile.

Il contatore deve essere predisposto per lo scambio dati, sia in locale che in remoto (deve quindi essere predisposto per la telelettura) conformemente alle Norme CEI EN serie 62056; deve inoltre essere dotato di dispositivi per l'interrogazione e l'acquisizione per via telematica delle misure da parte del Distributore, secondo le disposizioni stabilite dall'AEEG. Deve essere previsto un piano di verifiche periodiche, da eseguire a cura del responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura, conformemente alla Norma CEI 13-4.

I risultati delle verifiche sono resi disponibili ai soggetti autorizzati dall'AEEG. Detto contatore, infine, deve essere scelto tra le marche, i modelli e i tipi approvati dal Distributore la cui gestione è integrata nel sistema di acquisizione e validazione dei dati di misura del medesimo[73].

Il modulo di comunicazione del sistema di misura deve essere tale da garantire che la modalità di connessione e le logiche di comunicazione tra il centro e la periferia siano approvate dal Distributore.

12.4 Attivazione e manutenzione del sistema di misura

I componenti del sistema di misura, se nuovi, si intendono tarati all'origine. Il soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione, prima della messa in servizio, deve verificare la corretta installazione dei componenti ed il funzionamento regolare del sistema. La verifica deve prevedere la prova di telelettura da parte del sistema di acquisizione del soggetto responsabile della rilevazione e registrazione dei dati. La prova di telelettura può essere eseguita preliminarmente alla verifica; l'attestazione dell'esito positivo di tale prova è rilasciata dal soggetto responsabile della rilevazione e registrazione dei dati al soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione.

L'attivazione del sistema di misura può essere eseguita solamente dopo la conclusione positiva della prova di telelettura e della verifica di prima installazione.

Il soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione esegue un programma periodico di verifica, con periodicità triennale o con la periodicità eventualmente definita dalla normativa vigente, e redige il relativo rapporto di verifica.

Tutte le verifiche dovranno essere eseguite conformemente alla Norma CEI 13-4.

I risultati delle verifiche sono resi disponibili anche agli altri soggetti autorizzati secondo le disposizioni dell'AEEG.

Le attività di manutenzione e verifica del sistema di misura dovranno essere oggetto di regolamentazione tra l'Utente e il Distributore.

I dati di misura di energia elettrica devono essere accessibili ai diversi soggetti autorizzati, secondo le disposizioni dell'AEEG.

12.5 Sistema di misura dell'energia nei punti di prelievo

Il sistema di misura è destinato alla rilevazione e registrazione dell'energia elettrica attiva e reattiva.

Il Distributore è responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura dell'energia in corrispondenza del punto di prelievo, pertanto i componenti del sistema di misura devono rispondere alle caratteristiche tecniche ed ai requisiti di prova stabiliti dal Distributore, ed essere compatibili con le esigenze relative al trattamento della misura di energia elettrica stabilite dell'AEEG.

Tutti gli elementi che compongono il sistema di misura devono essere sigillati al fine di non permettere manomissioni.

In alternativa alla sigillatura dei dispositivi di scambio dei dati, le caratteristiche costruttive del misuratore devono garantire l'implementazione di tecniche di protezione dei dati di misura e di elaborazione, nonché delle funzionalità medesime del misuratore. Devono essere inoltre garantiti gli accessi in sicurezza, con modalità autorizzata, ai dati di misura e di elaborazione sia in lettura che scrittura, onde evitare alterazioni dei dati deliberate o accidentali, ai sensi delle disposizioni vigenti.

(73) Il Distributore deve consentire ai costruttori di contatori l'integrazione dei relativi modelli e tipi nel sistema di acquisizione e validazione; a tal fine i costruttori di contatori devono recepire le caratteristiche tecniche necessarie alla realizzazione dell'integrazione, rese disponibili dal Distributore, e rendere disponibile al medesimo gli applicativi di interfaccia (API – driver) da integrare nel sistema di acquisizione e validazione dati di misura. L'impiego degli API – driver a tal fine, deve essere libero da vincoli informatici e legali che ne impediscano l'uso ai fini della rilevazione dei dati di misura qui contemplati. L'integrazione si ritiene conclusa dopo le opportune prove e dopo la positiva attestazione rilasciata dal Distributore.

-INE

12.6 Sistema di misura dell'energia nei punti di immissione

Il titolare dell'impianto di produzione è responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura dell'energia in corrispondenza del punto di immissione.

La misura dell'energia elettrica in corrispondenza di un punto di immissione può anche essere eseguita per proprie finalità dal Distributore, al solo scopo di controllo, e senza incidere negli obblighi posti in capo al titolare dell'impianto medesimo.

L'Utente ha facoltà di avvalersi del Distributore (previo accordo con il medesimo) per la misura dell'energia elettrica in corrispondenza del punto di immissione; l'Utenteè in ogni caso responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura.

Il Distributore è comunque responsabile della rilevazione e della registrazione dei dati di misura.Tali letture, per utenti con unità di produzione rilevanti, devono essere disponibili anche al Gestore.

Le caratteristiche del contatore devono esser compatibili con le esigenze relative al trattamento della misura di energia elettrica stabilite da AEEG.

La composizione e le caratteristiche del sistema di misura devono essere autocertificate dall'Utente e comunicate al Distributore.

Il sistema di misura deve essere verificato prima della messa in servizio, secondo quanto disposto ai paragrafi precedenti; in questo caso, la verifica deve prevedere la prova di telelettura da parte del sistema di acquisizione del Distributore. All'esecuzione delle verifiche (sia iniziali, sia periodiche) deve essere garantita la possibilità di presenza da parte di incaricati del Distributore; un opportuno rapporto di verifica deve essere redatto a cura dell'Utente e inoltrato in copia al Distributore medesimo.

L'Utente deve garantire in ogni istante la telelettura del contatore.

Parte 8 – Contratto per la connessione, obblighi informativi e documentazione

13 Contratto per la connessione, obblighi informativi e documentazione

Nel presente articolo sono riportate puntualmente tutte le informazioni che devono essere scambiate tra Distributore e Utente nel processo di connessione. Il complesso di tali informazioni deve essere riportato nel contratto per la connessione.

Tutti i dati che sono oggetto di comunicazione agli Utenti devono essere comunicati al momento della stipula del contratto di connessione e ogni qualvolta subiscano variazioni secondo quanto convenuto all'art. 5.

Alcuni dei suddetti dati possono essere resi disponibili agli Utenti anche prima della stipula del contratto, qualora siano necessari alla progettazione degli impianti.

I limiti di utilizzo delle linee e dei trasformatori devono essere stabiliti dal Distributore e devono essere comunicati su richiesta agli Utenti che richiedono la connessione.

Per una progettazione ottimale degli impianti dell'Utente, su richiesta del medesimo devono essere definite dal Distributore le condizioni di funzionamento della rete, in termini di tensione dichiarata (se differente dalla tensione nominale) e potenza di cortocircuito massima e minima di esercizio.

Le condizioni della rete nei punti di consegna in condizioni normali e eccezionali sono le medesime già definite per la rete in generale.

Per i singoli punti di consegna AT, il Distributore deve indicare il valore medio della tensione (tensione dichiarata) e del relativo campo di variazione, sulla base dei valori rilevati in condizioni normali di funzionamento della Rete, tenendo eventualmente conto degli sviluppi di rete programmati.

Il campo di variazione così definito (espresso in valori assoluti) deve essere contenuto in quello relativo alle condizioni normali di funzionamento della rete (ad es.: valore nominale:132 kV; valore dichiarato: 127 kV; campo di variazione: 127 kV ± 5%).

13.1 Contratto per la connessione

Il contratto per la connessione di cui alla deliberazione n. 281/05 dell'AEEG reca:

- le caratteristiche degli impianti della rete, dell'impianto di rete e d'utenza per la connessione, delle linee di collegamento afferenti il punto di consegna, le principali caratteristiche dell'impianto dell'Utente rilevanti ai fini della realizzazione e del mantenimento della connessione;
- la disciplina dei rapporti tra Distributore e Utente per quanto attiene all'esercizio, alla manutenzione e allo sviluppo delle porzioni dell'impianto di utenza per la connessione funzionali alla rete.

Sono trattati nel contratto per la connessione gli argomenti di cui ai paragrafi seguenti.

13.1.1 Prestazioni indicative della RETE nel punto di consegna

- limiti di variazione della frequenza;
- limiti di variazione della tensione;
- potenza di cortocircuito (minima convenzionale per AT, minima di esercizio per MT);
- massimo livello di distorsione armonica totale;
- massimo livello di squilibrio della tensione;
- massimo valore dell'indice di severità del flicker, sia a breve che a lungo termine;
- regolazioni delle protezioni relative alla linea che alimenta l'Utente (qualora richieste dall'Utente);
- tempistiche dei cicli di richiusura rapida (qualora presenti).

COP.

13.1.2 Caratteristiche degli impianti e dei processi

Impianti della RETE

- Coordinamento dell'isolamento relativo all'impianto di rete per la connessione;
- caratteristiche generali del sistema di protezione nell'impianto di rete per la connessione.

Impianti dell'Utente

- Coordinamento dell'isolamento relativo alla porzione di impianto dell'Utente al livello di tensione del punto di consegna;
- caratteristiche degli interruttori comandati a distanza da:
  - sistemi di protezione della rete;
  - dispositivi del Gestore (BME, BMI);
- eventuale impiego ed ubicazione di dispositivi per il distacco di carichi o di gruppi di generazione;
- criteri integrativi per la definizione dei confini di competenza funzionale;
- eventuale impiego di dispositivi automatici per l'inserzione e la disinserzione di mezzi di compensazione della potenza reattiva;
- elenco degli eventuali apparati di proprietà del Distributore che siano installati nell'impianto di Utente.

Linee di collegamento

- Coordinamento dell'isolamento;
- caratteristiche degli interruttori e dei sezionatori;
- eventuale impiego di apparati di teleprotezione.

Impianti di produzione

- Programmi di erogazione di potenza reattiva.

13.1.3 Esercizio, conduzione e controllo degli impianti

- Gestione di eventuali punti di consegna multipli e delle alimentazioni di emergenza, che comportino la messa in parallelo tra loro di parti distinte della rete;
- caratteristiche degli eventuali sistemi di telecomunicazione;
- eventuale abilitazione alla partecipazione dell'Utente a servizi di rete non obbligatori (funzionamento in isola di parte della rete);
- numero medio di giorni annui di indisponibilità prevista per manutenzione (solo per AT);
- accesso agli impianti e procedure per l'esecuzione di lavori;
- sicurezza a persone e cose in occasione di interventi per manutenzione e sviluppo degli impianti del Distributore e dell'Utente.

Le deroghe alle Regole Tecniche, eventualmente accordate dal Distributore, sono riportate nel contratto per la connessione.

13.1.4 Regolamento di esercizio

Qualora il Distributore lo ritenga necessario, nell'ambito del Contratto di connessione, può essere previsto un Regolamento di Esercizio (la cui stipula è immediatamente precedente all'entrata in servizio dell'impianto), contenente, tra l'altro:

- esercizio del collegamento Distributore – Utente;
- condizioni generali del collegamento dell'Utente;
- modalità di esercizio del collegamento dell'Utente;
- eventuali modalità di esercizio transitorie del collegamento dell'Utente;
- condizioni generali del collegamento dell'Utente attivo;

- modalità di esercizio del collegamento dell'Utente attivo;
- programmi di produzione;
- piano di produzione e scambio dell'energia reattiva;
- avviamento e parallelo del gruppo;
- modalità di esercizio transitorie del collegamento dell'Utente attivo;
- manutenzioni e disservizi;
- programmazione delle indisponibilità;
- disposizioni operative per la sicurezza elettrica;
- riferimenti operativi con disponibilità e rintracciabilità 24 h.

Il regolamento di esercizio, per gli impianti di produzione rilevanti connessi alla rete AT, è concordato tra Distributore, Gestore e Utente.

13.2 Documentazione tecnica del punto di consegna

All'atto della connessione l'Utente deve fornire la documentazione attestante la rispondenza dell'impianto di utenza per la connessione ai requisiti indicati nella presente Norma. Tale documentazione consiste in un estratto della Dichiarazione di conformità (redatta dall'impresa installatrice abilitata ai sensi del Decreto 22 gennaio 2008, n. 37) che deve avere come allegato il progetto dell'intera rete di utenza allo stesso livello della tensione di consegna, ivi compresi i trasformatori dal livello di consegna ad altri livelli di tensione, nonché una attestazione dell'effettuazione delle regolazioni delle protezioni secondo quanto prescritto dal Distributore, compilata secondo il modulo riportato in Allegato G.

Il Distributore e l'Utente devono identificare univocamente l'impianto ed individuare i referenti abilitati a fornire le informazioni tecniche.

Per ogni punto di consegna deve essere predisposta la documentazione tecnica di riferimento, ai fini della gestione del punto di consegna, nei rapporti tra Distributore, Titolare della Stazione della rete d'interesse e l'Utente.

L'Utente è responsabile della redazione, dell'aggiornamento, della conservazione e della formale comunicazione al Distributore della documentazione tecnica relativa al proprio impianto.

Tale documentazione deve comprendere almeno:

- uno schema unifilare dell'impianto di utenza per la connessione, con indicate tutte le caratteristiche delle apparecchiature (interruttori, TA, TV, trasformatori, protezioni, cavi, generatori, ecc.);
- schemi funzionali del sistema di protezione, comando e controllo, per ciascun componente di impianto;
- descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo delle apparecchiature, dei sistemi di protezione, comando, protezione e controllo, dei servizi ausiliari e del macchinario presenti in impianto.

I segni grafici utilizzati negli schemi elettrici di impianto devono essere conformi alla relativa normativa tecnica vigente.

L'Utente deve mettere a disposizione del Distributore, a semplice richiesta di quest'ultimo, tutta la documentazione tecnica di impianto, in forma elettronica e nei formati definiti dal Distributore.

L'Utente è altresì tenuto a collaborare all'aggiornamento periodico del Data Base del Sistema di Controllo.

Per ogni punto di consegna deve essere conservato presso il Distributore l'elenco delle caratteristiche tecniche del sito stesso. Tale elenco deve essere costituito ed aggiornato a cura del Distributore, sulla base delle informazioni fornite dall'Utente.

Nell'elenco devono anche segnalate le eventuali deroghe concesse.

COPIA

Le informazioni relative alle prestazioni degli impianti e dei processi di produzione di energia elettrica devono essere riportate negli accordi complementari e nelle apposite sezioni del presente documento.

13.2.1 Schema unifilare

Lo schema unifilare deve rappresentare accuratamente i circuiti e le loro connessioni per l'intero impianto di utenza per la connessione.

Sullo schema unifilare devono essere rappresentate tutte le apparecchiature, così come posizionate in impianto, e i collegamenti a tutti i circuiti in bassa tensione ed esterni. Lo schema unifilare deve recare, inoltre, nomi, numerazioni e caratteristiche nominali principali di tutto il macchinario e di tutte le apparecchiature presenti in impianto.

Se nell'impianto di utenza per la connessione sono presenti apparecchiature in involucro metallico con compartimenti in pressione e riempiti di gas SF6, tale circostanza deve essere chiaramente indicata sullo schema stesso, evidenziandone la compartimentazione.

13.2.2 Schemi funzionali del Sistema di Comando, Controllo e Protezione

Per ciascuno stallo dell'impianto di utenza per la connessione, l'Utente deve redigere:

- uno schema funzionale, anche semplificato, che documenti le logiche fondamentali di protezione, gli interblocchi e le relazioni tra le funzioni di automazione e di protezione;
- uno schema o una lista dei segnali logici ed analogici disponibili per il monitoraggio.

13.2.3 Descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo

Per ciascuna tipologia di apparato e di componente della stazione di consegna di sua competenza l'Utente deve fornire, desumendoli dal manuale del costruttore, tutti i dati necessari per le attività del Distributore e, ove previsto, del Gestore. Per le parti soggette a collaudo, i dati in questione saranno sostituiti dai dati di collaudo.

Parte 9 – Allegati

Allegato A
(informativo)

Coordinamento delle protezioni e degli automatismi di rete con le protezioni degli impianti di utenza

Poiché i sistemi di protezione da adottare a cura dell'Utente devono correttamente integrarsi con le protezioni di rete, il presente Allegato contiene una sommaria descrizione dei sistemi di protezione e richiusura automatica installati sulle reti AT e MT di distribuzione. Per le reti AT, tali sistemi di protezione ed automatismi sono omogenei su tutto il territorio nazionale; per le reti MT, essi sono comuni alla gran parte delle reti di distribuzione.

Per le specificità che li connotano, non sono invece descritti i sistemi di automazione di rete (ricerca guasti, rialimentazione, ecc); questi ultimi comportano peraltro minori necessità di coordinamento con gli impianti di utenza.

Il coordinamento tra le protezioni di rete e di utenza è finalizzato a ridurre le perturbazioni all'esercizio, permettendo di selezionare nel più breve tempo possibile il componente guasto (rapidità) e circoscrivendo per quanto possibile la zona da mettere fuori servizio (selettività). Infatti, la mancata o tardiva eliminazione di un guasto, o la messa fuori servizio di un'area estesa della rete (o dell'impianto di Utente), possono dar luogo a ingenti disservizi.

Il tempo di eliminazione del guasto (rapidità) e la capacità di selezionare correttamente la porzione di rete da isolare (selettività) sono perciò considerate prerogative fondamentali di un sistema di protezione. Tali requisiti sono strettamente connessi fra loro e vanno considerati in funzione del complessivo scopo del sistema di protezione.

Il seguito del presente Allegato richiama i problemi di coordinamento selettivo tra le protezioni di rete e quelle di Utente (e, per quanto possibile, tra diverse protezioni di Utente) per guasti interni alla rete dell'Utente stesso: infatti, tali problemi sono comuni alla generalità degli Utenti, data l'obbligatoria presenza di un Dispositivo Generale (eventualmente multiplo) su tutti gli impianti.

In generale, il coordinamento tra le protezioni di rete e di utenza viene conseguito con opportune regolazioni in tempo e corrente (selettività mista, cronometrica e amperometrica).

Per i guasti che si verifichino su porzioni di rete di utenza a tensioni inferiori rispetto alla tensione di consegna, è generalmente necessario assicurare che il guasto stesso non determini interventi di protezioni di rete alla tensione di consegna (selettività amperometrica).

Più problematico risulta il coordinamento selettivo per guasti che si verifichino su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione della consegna, cui sono dedicati i paragrafi seguenti.

A.1 Reti AT

Le reti AT sono esercite con neutro francamente a terra e schemi di tipo magliato o parzialmente magliato. Di conseguenza, l'eliminazione selettiva dei guasti (sia polifasi, sia monofasi) è conseguita generalmente con l'adozione di protezioni di tipo distanziometrico. Più raramente (linee in antenna) si adottano protezioni di massima corrente a più soglie.

A.1.1 Protezioni e automatismi di rete

Le prestazioni tipiche delle protezioni distanziometriche sono tali da assicurare l'eliminazione dei guasti in circa 100 ms (primo gradino) e in 350 ms (secondo gradino) per le reti a 150 kV-132 kV. La rete AT è inoltre dotata di dispositivi di richiusura automatica rapida e lenta. Le impostazioni usuali della richiusura rapida per le tensioni 150 kV e 132 kV sono:

- 0,3 s per richiusura tripolare;
- 0,5 s per richiusura unipolare.

COP

I tempi di attesa sono legati ai tempi minimi di estinzione dell'arco. I valori riportati sono quelli che l'esperienza di esercizio della rete ha dimostrato statisticamente efficaci per l'eliminazione dei guasti transitori (non permanenti). La richiusura rapida è abilitata in modalità unipolare a fronte di guasti monofasi e tripolari per guasti polifasi. Peraltro è abilitata in modalità esclusivamente unipolare nel caso di linee che compongono arterie a 150 kV - 132 kV cui fanno capo gruppi di generazione.

La richiusura lenta, sempre di tipo tripolare e con controllo di sincronismo, interviene invece con tempi di attesa di 60 s o 180 s a seconda del tipo di interruttore controllato. Si distingue fra estremo di linea che rilancia tensione ("A") ed estremo che rimaglia la rete ("B").

L'interruttore in "A" richiude in presenza di tensione sul lato sbarra ed assenza di tensione sul lato linea. L'interruttore in "B" richiude in presenza di tensione sia sul lato sbarra che sul lato linea, verificando le condizioni di sincronismo.

A.1.2 Coordinamento delle protezioni di rete e di utenza

Per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di rete e di utenza, per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, è normalmente possibile un coordinamento selettivo poiché si ha generalmente lo scatto istantaneo delle protezioni di massima corrente dell'impianto Utente (Dispositivo Generale) e lo scatto in secondo gradino delle protezioni distanziometriche di rete. Più difficoltoso risulta il coordinamento nel caso di Utenti connessi con derivazione rigida oppure in antenna.

A.2 Reti MT

Le reti MT sono esercite con schemi di tipo radiale, con eventuale possibilità di controalimentazione.

Per quanto riguarda lo stato del neutro, la tendenza attuale è di esercire le reti con neutro messo a terra tramite impedenza costituita da reattanza induttiva e resistenza (neutro compensato, bobina di Petersen) o da semplice resistenza. Alcune porzioni di reti MT, attualmente non trascurabili, sono ancora esercite a neutro isolato. L'esercizio con neutro compensato risulta vantaggioso in termini di contenimento delle correnti di guasto a terra (più agevole dimensionamento degli impianti di terra), di auto-estinzione dei guasti monofasi, di individuazione del guasto monofase con minimo disservizio per l'utenza e di minori sollecitazioni degli isolamenti.

A.2.1 Protezioni e automatismi di rete

Dati i criteri di esercizio di cui al paragrafo precedente, l'eliminazione selettiva dei guasti avviene con criteri diversi per i guasti polifasi e per i guasti monofasi a terra. In quest'ultimo caso (guasti monofasi a terra) le logiche di protezione/automazione di rete sono radicalmente differenti a seconda dello stato del neutro. A neutro isolato, il guasto monofase viene eliminato dall'interruttore ad inizio linea ed il tronco di linea guasto viene poi disalimentato con l'apertura degli IMS posizionati lungo la linea. A neutro compensato, il guasto monofase può essere eliminato con la suddetta modalità oppure tramite la sola apertura degli IMS posizionati lungo la linea.

Per quanto riguarda invece i guasti polifasi, la loro rapida eliminazione è conseguita con l'adozione di protezioni di massima corrente sugli interruttori ad inizio linea (sbarre di CP). Tali protezioni di massima corrente sono dotate di più soglie di intervento, tipicamente a tempo indipendente: qualora (caso più critico ai fini della selettività tra protezioni di rete e di impianto Utente) si attivi la soglia istantanea, i tempi di eliminazione dei guasti polifasi sono tipicamente non superiori a 150 ms - 200 ms.

La rete MT è inoltre dotata di dispositivi di richiusura tripolare automatica rapida e lenta. Le impostazioni usuali della richiusura rapida sono di 0,4 s, mentre per la richiusura lenta i tempi di attesa variano da 30 s a 180 s.

A.2.2 Coordinamento delle protezioni di rete e di utenza

Per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di rete e di utenza per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, esso risulta differente a seconda del guasto considerato (monofase a terra o polifase).

Nel primo caso (guasti monofasi a terra), il coordinamento selettivo è conseguibile mediante differenziazione dei tempi di intervento. Per reti esercite con neutro compensato, essendo meno stringenti le necessità di una rapida estinzione del guasto stesso, il coordinamento risulta agevole, consentendo all'Utente anche un gradino di selettività cronometrica sui propri impianti.

Per quanto riguarda i guasti polifasi (e anche per i doppi guasti monofasi a terra), data l'entità delle correnti in gioco e del buco di tensione causato agli Utenti dalla stessa linea e dalle altre linee sottese alla stessa sbarra MT di CP, l'eliminazione del guasto da parte delle protezioni del Distributore avviene generalmente senza ritardo intenzionale. Di conseguenza, le possibilità di coordinamento selettivo tra protezioni di rete e protezione generale dell'Utente sono molto ridotte (nulle nel caso di guasti franchi). Qualora il DG sia costituito da un interruttore, esso deve essere generalmente ad apertura istantanea: in caso di guasto si ha tipicamente l'apertura contemporanea della protezione in CP e del medesimo DG, con la successiva richiusura rapida dell'interruttore di linea e la ripresa del servizio per gli altri Utenti.

La possibilità di coordinamento selettivo che consenta di evitare l'intervento della protezione di linea per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna può essere conseguita impiegando per la protezione delle apparecchiature a valle del DG (trasformatori) fusibili limitatori di corrente. I guasti estinti per mezzo di tali dispositivi limitatori non provocano, con buona probabilità, l'intervento dell'interruttore di linea; inoltre, i guasti così risolti hanno minori conseguenze sulla qualità del servizio (buchi più brevi e meno profondi).

A.2.3 Coordinamento selettivo tra le protezioni di utenza alla stessa tensione della consegna

Anche per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di utenza per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, si hanno situazioni differenti a seconda del guasto considerato (monofase a terra o polifase).

In caso di guasti monofasi a terra, la possibilità di coordinamento selettivo (tra DG e dispositivi a valle posti a protezione dei singoli montanti) è subordinata al massimo ritardo impostabile sul medesimo DG (ritardo generalmente tale da garantire un tempo complessivo di interruzione del guasto a 450 ms per reti a neutro compensato e 170 ms per reti a neutro isolato).

La disponibilità di un gradino di ritardo intenzionale sul DG consente di conseguire un livello di selettività cronometrica; consente inoltre più livelli di selettività qualora si impieghino tecniche di coordinamento basate sulla comunicazione tra i dispositivi di protezione.

Per quanto riguarda i guasti polifasi, il medesimo coordinamento selettivo tra DG e dispositivi di protezione dei singoli montanti è conseguibile impiegando tecniche di selettività basate sulla comunicazione tra i dispositivi di protezione. In tale caso, si possono avere due diverse situazioni, di seguito descritte.

1. In generale, l'apertura dell'interruttore di linea avviene senza ritardo intenzionale, e la successiva richiusura rapida consente di rialimentare la porzione di impianto di Utenza non affetta da guasto. Infatti, nel caso di guasti a valle dei dispositivi di protezione dei singoli montanti, il coordinamento logico tra tali dispositivi e il DG causa il blocco del medesimo DG.
2. Qualora invece l'Utente sia connesso tramite una linea per la quale sia possibile ritardare l'intervento della protezione in Cabina Primaria (previe verifiche circa l'energia specifica passante conseguente al ritardo adottato), è possibile evitare l'intervento della medesima protezione di linea (situazione analoga a quella relativa ai guasti monofasi a terra su reti a neutro compensato). Si deve sottolineare come questa modalità di coordinamento selettivo, imponendo un ritardo intenzionale sull'apertura della protezione di linea, causi un maggiore degrado dei componenti in occasione di ogni guasto, nonché maggiori disturbi alla rimanente utenza sottesa alla stessa sbarra MT di CP (buchi di tensione più lunghi). Pertanto, una simile modalità di coordinamento deve essere riservata a Utenti con esigenze di continuità documentabili e non risolvibili in maniera più efficiente con altri provvedimenti presso l'impianto di utenza. Infine, si deve tenere presente che tale soluzione permette di evitare le interruzioni transitorie dovute alla richiusura rapida ma non evita i buchi di tensione, la cui durata risulta in alcuni casi aumentata.

-INE

Allegato B
(normativo)

Requisiti minimi di DG e SPG per gli impianti MT esistenti Dichiarazione di adeguatezza

Il presente Allegato descrive le prove a cui sottoporre DG (Dispositivo Generale) e SPG (Sistema di Protezione Generale) installati su impianti esistenti per essere considerati adeguati alle Regole Tecniche di Connessione, secondo quanto stabilito da apposito provvedimento dell'AEEG.

Si specifica che le prove di seguito descritte sono finalizzate esclusivamente ad accertare il tempo complessivo di intervento del complesso DG+SPG in caso di scatto delle protezioni.

B.1 Prove sul complesso DG+PG

Le prove per accertare i requisiti circa il tempo complessivo di intervento sopra citato consistono sono indicate nel seguito.

- Prova 1. Applicazione di un segnale di corrente pari a 1,2 volte il valore della soglia di massima corrente (riportato al secondario dei TA di fase) per cui è previsto lo scatto istantaneo all'ingresso amperometrico di fase del relè, e rilievo dell'istante di applicazione del segnale medesimo mediante opportuno strumento di misura (prova 1). La durata del segnale da applicare deve essere non superiore a 100 ms.
- Prova 2. Applicazione di un segnale di corrente pari a 1,2 volte il valore della soglia di massima corrente omopolare (riportato al secondario dei TA di fase) per cui è previsto lo scatto e rilievo dell'istante di applicazione del segnale medesimo mediante opportuno strumento di misura (prova 2). In particolare:
  - verifica della soglia I_0>
    - regolazione della soglia I_0> – I_0 = 2 A – ritardo intenzionale nullo;
    - regolazione soglia I_0>> – I_0 = 70 A (oppure 1,4 volte il valore richiesto dal Distributore) – ritardo intenzionale nullo;
    - valore del segnale da applicare – 1,2 * 2 A (valori primari);
    - durata del segnale da applicare – non superiore a 100 ms;
  - verifica della soglia I_0>>
    - regolazione della soglia I_0> – I_0 = 2 A – ritardo intenzionale 380 ms;
    - regolazione soglia I_0>> – I_0 = 70 A (oppure 1,4 volte il valore richiesto dal Distributore) – ritardo intenzionale nullo;
    - valore del segnale da applicare – 1,2 * 70 A (valori primari);
    - durata del segnale da applicare – non superiore a 100 ms.

  Durante l'esecuzione delle prova 2 devono essere escluse le eventuali soglie 67S1 e 67S2 presenti.
- Prova 3. Nel caso di presenza di protezione direzionale di terra, applicazione di corrente omopolare e tensione omopolare con relativo sfasamento indicati nella Tabella sotto riportata. La Tabella indica anche le regolazioni della protezione stessa (tensione omopolare, corrente omopolare, settore di intervento) che devono essere utilizzate in ciascun caso.
  Durante l'esecuzione delle prove della Tabella sotto riportata devono essere escluse le eventuali soglie I_0> e I_0>> presenti.
  La prova 3 deve essere completata con la prova della sola soglia I0>>, secondo le modalità indicate per la prova 2.

Grandezze da applicare, valori di regolazione e risultati attesi per la verifica di DG equipaggiati con PG avente funzione di protezione 67

	Segnali iniettati				Regolazioni				Risultato atteso	Massimo tempo apertura interruttore [ms]
	V_0 [V sec./ %]	I_0 [A prim.]	Angolo di ritardo di I_0 rispetto a V_0 [°]	Durata segnali in ingresso [ms]	V_0 [V sec./ %]	I_0 [A prim.]	Settore intervento (angolo di ritardo di I_0 rispetto a V_0) [°]	Tempo di ritardo intenzionale [ms]		
Soglia NI	2,4	2,4	54	160	2	2	60÷120	0	nessuno scatto	-
	2,4	2,4	66	160	2	2	60÷120	0	scatto 67NI	200 ms
	2,4	2,4	90	160	2	2	60÷120	0	scatto 67NI	200 ms
	2,4	2,4	114	160	2	2	60÷120	0	scatto 67NI	200 ms
	2,4	2,4	126	160	2	2	60÷120	0	nessuno scatto	-
	2,4	2,4	66	180	2	2	60÷120	380	nessuno scatto	-
Soglia NC	6	2,4	54	160	5	2	60÷250	0	nessuno scatto	-
	6	2,4	66	160	5	2	60÷250	0	scatto 67S1	200 ms
	6	2,4	90	160	5	2	60÷250	0	scatto 67S1	200 ms
	6	2,4	180	160	5	2	60÷250	0	scatto 67S1	200 ms
	6	2,4	244	160	5	2	60÷250	0	scatto 67S1	200 ms
	6	2,4	256	160	5	2	60÷250	0	nessuno scatto	-
	6	2,4	264	160	5	2	60÷250	0	nessuno scatto	-
	6	2,4	270	160	5	2	60÷250	0	nessuno scatto	-
	6	2,4	244	180	5	2	60÷250	380	nessuno scatto	-

In occasione della prova della soglia NI (settore angolare dedicato alla rilevazione dei guasti a terra nella rete Utente in regime di neutro isolato), la soglia NC (settore angolare dedicato alla rilevazione dei guasti a terra nella rete Utente in regime di neutro compensato) deve essere esclusa (agendo opportunamente sulle regolazioni delle soglie di tensione e corrente omopolare e/o sul tempo di ritardo intenzionale), viceversa in occasione della prova della soglia NC.

COPIA TRATTA [...] E ON-LINE

- Registrazione sul medesimo strumento di misura dell'istante di completamento di apertura dei contatti dell'interruttore (comune alle prove 1 e 2), rilevabile in uno dei modi seguenti:
  - rilievo della posizione dei contatti ausiliari;
  - rilievo della assenza di tensione sui circuiti a valle dell'interruttore (mediante TV eventualmente presenti sull'impianto);
  - rilievo (mediante opportuna pinza amperometrica) della estinzione della corrente per opera dell'interruttore.

La prova 1, 2 (ed eventualmente 3) si ritengono superate qualora vengano effettuate tre interruzioni (manovre) consecutive in tempi inferiori a 200 ms (inteso come tempo complessivo intercorrente tra l'applicazione del segnale in ingresso ai circuiti amperometrici del relé e il completamento dell'apertura dei contatti) e con una dispersione nei tempi di intervento non superiore al 20%.

Le prove possono essere condotte anche senza tensione sul circuito principale. La precisione nella misura del tempo deve essere inferiore o pari a 1 ms. Deve essere prodottto un rapporto di prova cartaceo, siglato a cura di chi redige la Dichiarazine di Adeguatezza, che riporti marca, modello e matricola dello strumento impiegato.

Allegato C
(normativo)

Caratteristiche del Sistema di Protezione Generale per reti AT

C.1 Generalità

Nel presente Allegato sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova del Sistema di Protezione Generale per Utenti di Alta Tensione.

La specificazione delle caratteristiche minime dei trasformatori di corrente e tensione (TA e TV) nonché dei relé impiegati per la protezione degli impianti Utente connessi sulle reti di distribuzione AT si rende indispensabile date le significative necessità di affidabilità e rapidità di intervento che tali protezioni devono garantire, coniugate con l'esigenza di evitare sovradimensionamenti del sistema di protezione stesso allo scopo di contenere i costi.

Data la specificità delle necessità protettive di ciascun impianto AT, sono nel seguito fornite alcune indicazioni di massima, che saranno poi da verificare caso per caso, in collaborazione tra Distributore e Utente.

C.1.1 Trasformatori amperometrici di protezione (TA)

I TA devono essere conformi alla Norma CEI EN 60044-1. Essi devono fornire correnti secondarie alle protezioni con errori accettabili nel campo di variabilità atteso per la corrente di guasto primaria. In particolare detti TA devono consentire il corretto funzionamento delle protezioni tenendo conto della massima asimmetria della corrente di guasto e di valori della costante di tempo primaria di 20 ms - 60 ms. Naturalmente, le caratteristiche dei TA devono essere accertate con riferimento al carico costituito dalla protezione, dai relativi cavi di collegamento e dalla morsetteria intermedia.

Sono indicate le seguenti caratteristiche tipiche:

- corrente nominale primaria: 200 A - 400A - 800A - 1200 A(74)
- corrente nominale secondaria: 1 A-5 A
- prestazione nominale: 30 VA (riferiti a 5 A)
- classe di precisione: 5P
- fattore limite di precisione: 30
- corrente termica nom. permanente: 1,2 I nominale
- corrente termica nom. di cortocircuito per 1 s: superiore o uguale al valore minimo indicato dal Distributore, comunque non inferiore a 20 kA
- corrente dinamica nominale: superiore od uguale al valore minimo indicato dal Distributore, comunque non inferiore a 50 kA picco
- livello di isolamento (U_m) 145 kV per TA destinati alle reti a 132 kV e 170 kV per TA destinati alle reti a 150 kV.

Qualora i TA siano destinati a fomire correnti ridotte a protezioni differenziali di linea o distanziometriche, i valori tipici della corrente nominale primaria da considerare sono 800 A e 1200 A.

I valori più bassi di corrente nominale primaria (comunque non inferiori a 200 A) si devono utilizzare nell'impiego di TA associati solo a protezioni di massima corrente.

C.1.2 Trasformatori voltmetrici di protezione (TV)

I TV devono essere conformi alla Norma CEI EN 60044-2.

Sono indicate le seguenti caratteristiche tipiche:

- tensione nominale primaria: 132/rad(3) oppure 150/rad(3) kV

(74) Per Utenti di potenza di trasformazione installata molto limitata (< 10 MVA), deve essere valutata la possibilità di impiegare TA di rapporto inferiore, compatibilmente con la potenza di cortocircuito nel punto di connessione.

COP.

- tensione nominale secondaria: 100/rad(3) V
- prestazione nominale: superiore od uguale al valore minimo indicato dal Distributore, comunque non inferiore a 10 VA[75]
- classe di precisione: 3P
- livello di isolamento (U_m): 145 kV per TV destinati alle reti con livello di tensione 132 kV e 170 kV per TV destinati alle reti con livello di tensione 150 kV.
- fattore di tensione nominale: 1,5 per 30 s.

C.1.3 Prescrizioni funzionali per la PG

Devono essere previste le seguenti protezioni:

- protezione di massima corrente tripolare a due soglie entrambe a tempo indipendente definito;
- protezione di minima tensione continua V_{cc} (80 s) che provvede ad isolare l'Utente dalla rete aprendo il dispositivo generale in caso di mancanza di tensione ausiliaria.

Le caratteristiche delle suddette protezioni sono di seguito elencate.

- Tempo base di intervento: pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto (per grandezze d'ingresso pari a 1,2 volte il valore d'intervento regolato); per tutte le funzioni di seguito indicate deve essere minore o uguale a 50 ms. I tempi di ritardo indicati di seguito sono comprensivi del tempo base d'intervento.
- Protezione di massima corrente: la corrente nominale In deve essere compatibile con i dispositivi di acquisizione delle grandezze primarie. I campi di regolazione previsti sono:
  - Prima soglia:
    - Valore 20%÷500%, a gradini di 10%;
    - Tempo di ritardo (0,05÷5) s, a gradini di 0,05 s.
  - Seconda soglia:
    - Valore 100%÷2000%, a gradini di 10%;
    - Tempo di ritardo (0,05÷5) s, a gradini di 0,05 s.
- Protezione di minima V_{cc}: soglia tarata al 80% della tensione nominale di alimentazione della protezione, con tempo di ritardo pari a 1 s.

I comandi di manovra interruttore e segnalazioni locali devono essere così strutturati:

Sulla parte anteriore dell'apparecchiatura o dei moduli componenti, devono essere previste le seguenti segnalazioni:

a) una segnalazione differenziata di pannello "in funzione" o "in anomalia";
b) segnale memorizzato di scatto generico della protezione di max corrente;
c) posizione interruttore, mediante led che indichino interruttore "aperto" o "chiuso". Il comando di apertura dell'interruttore deve permanere fino al ricadere dello stato logico di scatto che l'ha determinato e comunque per un tempo minimo di 150 ms (per garantire l'apertura dell'interruttore).

L'apparecchiatura deve provvedere alla registrazione di avviamenti e scatti per la ricostruzione dei guasti/anomalie.

Gli errori limite per le grandezze sono:

- Amperometrico ≤5%
- Variazione dell'errore limite ≤3%
- Tempo di ricaduta ≤100 ms

(75) Si deve comunque prevedere un'opportuna resistenza in modo che la prestazione effettiva risulti superiore al 25% della prestazione nominale.

– Rapporto di ricaduta protezioni ≥0,9
– Errore limite sui tempi ≤3%±20 ms
– Variazione dell'errore limite ≤1,5%±10 ms

L'assorbimento del circuito amperometrico è ≤0,2 VA per I_n = 1 A e ≤1 VA per I_n = 5A.

C.1.4 Prove e certificazioni della PG

Il dispositivo deve essere dotato di marcatura CE.

Le prove si dividono in:

– prove funzionali;
– prove di compatibilità ambientale.

Deve essere certificato, con le modalità in seguito indicate, il superamento delle prove di cui ai paragrafi seguenti.

C.1.4.1 Prove funzionali

Le prove funzionali consistono in:

– verifica funzioni;
– misura della precisione delle soglie di intervento e di ricaduta;
– misura della precisione dei tempi di intervento e di ricaduta.

C.1.4.2 Prove di compatibilità ambientale

Le prove di compatibilità ambientale sono riportate nella Tabella seguente.

Tabella 7 – Prove di compatibilità ambientale

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli Di Prova	Norme
ISOLAMENTO E EMC	Tenuta ad impulso	Categoria di sovratensione IV	CEI EN 60255-5
	Rigidità dielettrica	Tensione di prova 2 kV per i circuiti in c.a.	CEI EN 60255-5
	Resistenza di isolamento	≥100 MΩ a 500 Vc.c.	CEI EN 60255-5
	Scariche elettrostatiche	Scarica a contatto livello 3 Scarica in aria livello 3	CEI EN 61000-4-2
	Ring Wave	livello 3	CEI EN 61000-4-12
	Onde oscillatorie smorzate	livello 2	
	Transitori veloci	livello 4	CEI EN 61000-4-4
	Surge 1,2-50/8-20	livello 3	CEI EN 61000-4-5 CEI EN 61000-4-5/A1
	Campo magnetico a frequenza di rete	livello 5	CEI EN 61000-4-8 CEI EN 61000-4-8/A1
	Campo magnetico oscillatorio smorzato	livello 4	CEI EN 61000-4-10 CEI EN 61000-4-10/A1
	Campi elettromagnetici irradiati a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-3 CEI EN 61000-4-3/IS1
	Campi elettromagnetici irradiati da radiotelefoni digitali	livello 3	
	Brevi interruzioni dell'alimentazione ausiliaria	livello 0% t = 0,05 s	CEI EN 61000-4-29
	Buchi di tensione	livello 50% t = 0,1 s	
	Variazioni di tensione	U_n ± 20%; t = 10 s	
	Tensione a frequenza di rete	livello 3	CEI EN 61000-4-16 CEI EN 61000-4-16/A1
	Disturbi condotti 15Hz-150Hz	livello 3	

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli Di Prova		Norme
ISOLAMENTO E EMC	Disturbi condotti indotti da campi a radiofrequenza	livello 3		CEI EN 61000-4-6 CEI EN 61000-4-6/A1 CEI EN 61000-4-6/IS1
CLIMATICHE	Apparecchiatura non alimentata	Caldo secco	(+70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40±2)°C; (93±3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25°C; TB =70°C; durata esp. 3h+3h	CEI EN 60068-2-14
	Apparecchiatura alimentata	Caldo secco	(+70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40±2)°C; (93±3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25°C; TB = 70°C; durata esp. 3h+3h	CEI EN 60068-2-14
MECCANICHE	Immunità alle vibrazioni	Limite inf. 10 Hz Lim. sup. 500 Hz Accelerazione 10 m/s² Amp. di spost. 0,075 mm		CEI EN 60068-2-6
	Vibrazioni aleatorie a larga banda	–		CEI EN 60068-2-64

C.1.4.3 Prove di sovraccaricabilità dei circuiti di misura

Circuiti amperometrici: per i circuiti amperometrici di fase la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a 3 I_n, quella transitoria (1 s) deve essere superiore o uguale a 50 I_n[76].

Circuiti voltmetrici: per i circuiti voltmetrici, la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a 1,3 V_n, quella transitoria (1 s) deve essere superiore o uguale a 2 V_n.

C.1.4.4 Conformità delle apparecchiature

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore medesimo, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 20 anni dall'ultima produzione. La medesima documentazione deve comunque essere resa disponibile al Distributore a cura del Costruttore sul proprio sito web.

La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo.

L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) previste deve avvenire presso un laboratorio accreditato secondo EN 17025 da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA) (in Italia l'Ente accreditante è il SINAL).

Le prove funzionali possono in alternativa avvenire:

a) presso il laboratorio di cui sopra, oppure
b) presso i laboratori del costruttore, o laboratori esterni non accreditati.

In questo caso (lettera b), le prove devono avvenire sotto la sorveglianza e responsabilità di apposito organismo certificatore che abbia i requisiti della EN 45011 o, in alternativa, sotto la sorveglianza e responsabilità del laboratorio accreditato SINAL presso il quale sono state fatte le prove EMC.

Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

(76) In caso di TA di fase con rapporto di trasformazione minore di 400:5, la sovraccaricabilità deve essere incrementata conseguentemente; ad esempio per rapporti 200:5, si ha che 50 I_n x (400:5)/(200:5) = 100 I_n

Allegato D
(normativo)

Caratteristiche del Sistema di Protezione Generale (SPG) per reti MT

D.1 Definizione di SPG per reti MT

Il Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale (ovvero Sistema di Protezione Generale, SPG nel seguito) è composto da:

- trasformatori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente di tensione) con le relative connessioni al relé di protezione;
- relé di protezione con relativa alimentazione (Protezione Generale, PG nel seguito);
- circuiti per l'apertura dell'interruttore.

Nel suo complesso, il SPG deve essere in grado di funzionare correttamente in tutto il campo di variabilità delle correnti e delle tensioni che si possono determinare nelle condizioni di guasto per le quali è stato previsto.

Le funzioni protettive che la PG deve comprendere sono:

- protezione di massima corrente (di fase), che prevede tre[77] soglie di intervento:
  - prima soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di sovraccarico di piccola entità originati dall'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia *I*>;
  - seconda soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di cortocircuito polifase su impedenza (ovvero di sovraccarico di elevata entità) all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia *I*>>;
  - terza soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di cortocircuito polifase franco all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia *I*>>>
- protezione di massima corrente omopolare, che prevede due soglie di intervento:
  - prima soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra (sia esso franco o su impedenza) all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia I_0>;
  - seconda soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto doppio monofase a terra, con uno dei punti di guasto all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia I_0>>

A seconda del contributo capacitivo fornito al guasto monofase dalla rete dell'Utente stesso, la prima soglia della protezione di massima corrente omopolare deve essere sostituita da una protezione direzionale di terra, basata sul superamento di determinati valori di tensione e corrente omopolare, nonché sull'angolo di fase tra corrente e tensione omopolare, sigla 67N. A sua volta, tale protezione direzionale di massima corrente omopolare deve prevedere due soglie di intervento:

- prima soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra durante il funzionamento in regime di neutro isolato, indicata nel seguito come soglia 67N.S1;
- seconda soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra durante il funzionamento in regime di neutro compensato, indicata nel seguito come soglia 67N.S2.

Nel caso di PG di Utenti attivi di potenza installata superiore a 3 MVA, per evitare aperture intempestive in occasione di guasti esterni alla rete di Utente (aperture per guasti su linee diverse da quella cui è collegato l'impianto di Utente attivo, non selettive rispetto all'intervento della protezione di linea del Distributore) è prevista la possibilità di condizionare lo scatto per effetto della soglia *I*>>> a un consenso direzionale. La presenza di tale consenso direzionale non deve comunque inficiare le prestazioni richieste alla PG nel seguito di questo Allegato[78].

COPIA

(77) La prima di queste tre soglie si deve prevedere/attivare secondo le prescrizioni di ciascun Distributore.

(78) Le prove funzionali circa il consenso direzionale sono in corso di definizione; la soluzione proposta dall'Utente in fase di connessione deve essere valutata di volta in volta dal Distributore.

Per realizzare le sopradette funzioni, il SPG può prevedere:

- singoli PG, TA, TO, TV, ciascuno rispondente alle rispettive Norme di riferimento, combinati in vari modi previa verifica del corretto funzionamento della combinazione (SPG non integrato);
- un'unica apparecchiatura integrata che svolga le funzioni di PG, TA, TO, TV (SPG integrato), comunque realizzata a regola d'arte. L'integrazione può essere totale o riferirsi solo ad alcune delle funzioni proprie del SPG stesso (ad es. rilevazione direzionale dei guasti monofasi a terra, e/o rilevazione delle sovracorrenti o entrambe, ecc.).

Nel primo caso (SPG non integrato), deve essere verificato che le caratteristiche dei singoli componenti da combinare siano tali da garantire la funzionalità del SPG nel campo di interesse delle grandezze di guasto; in funzione delle caratteristiche dei trasformatori di tensione e/o di corrente utilizzati, possono essere provati singolarmente tutti i diversi componenti o essere effettuati sottoinsiemi limitati di prove su più componenti combinati insieme.

Nel secondo caso (SPG integrato), tutte le prove si riferiscono ad un'apparecchiatura integrata in cui non sono individuabili e/o verificabili separatamente le funzioni dei singoli componenti che costituiscono l'intero SPG.

Nel presente Allegato sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova dei seguenti componenti del SPG per Utenti di Media Tensione:

- trasformatori amperometrici di fase (TA),
- trasformatori amperometrici omopolari (TO),
- trasformatori voltmetrici (TV),
- relé di protezione generale (PG).

La specificazione delle caratteristiche e delle eventuali modalità di prova si rende indispensabile date le significative necessità di affidabilità e rapidità di intervento che il SPG deve garantire, coniugate con l'esigenza di evitare sovradimensionamenti del sistema di protezione allo scopo di contenere i costi. In particolare, date le prestazioni da garantire in termini di corretta e tempestiva individuazione delle correnti di guasto, è necessario assicurare il corretto coordinamento tra PG, TA, TO e TV, nonché dimostrare tale corretto coordinamento mediante l'adempimento di requisiti funzionali e il superamento di prove.

D.2 Caratteristiche del SPG non integrato

Le caratteristiche, le verifiche e le eventuali prove prescritte per il SPG non integrato riguardano i seguenti componenti:

- trasformatori amperometrici di fase (TA), cui è dedicato il paragrafo D.2.1;
- trasformatori amperometrici omopolari (TO), cui è dedicato il paragrafo D.2.2;
- trasformatori voltmetrici (TV), cui è dedicato il paragrafo D.2.3;
- relé di protezione generale (PG), cui è dedicato il paragrafo D.2.4.

Per quanto riguarda i trasformatori di corrente di fase (ed omopolari), essi devono essere conformi alle relative norme di prodotto (CEI EN 60044-1, 60044-6, 60044-8); gli eventuali TV devono essere conformi alle relative norme di prodotto (CEI EN 60044-2, 60044-5, 60044-7); i relé devono essere conformi alla Norma CEI EN 60255.

Ulteriori prescrizioni sono riportate nel seguito.

D.2.1 TA per la protezione di massima corrente di fase[79]

I TA di fase devono fornire correnti secondarie alla PG con errori accettabili in tutto il campo di variabilità atteso per la corrente di guasto primaria. In particolare detti TA devono consentire il corretto funzionamento della protezione stessa in caso di cortocircuito in rete tenendo conto della massima asimmetria della corrente di guasto, e di una costante di tempo primaria di 20 ms. Naturalmente, le caratteristiche dei TA devono essere accertate con riferimento al carico costituito dalla protezione e dai relativi cavi di collegamento.

L'idoneità dei TA per la protezione di massima corrente di fase deve essere accertata mediante:

- verifica dell'adeguatezza della sezione dei cavi di collegamento fra il secondario del TA e la PG;
- verifica della sovraccaricabilità transitoria degli ingressi amperometrici della PG stessa.

A seconda delle soluzioni adottate, si devono effettuare anche le verifiche (ed eventualmente le prove) contenute nei paragrafi D.2.1.1, D.2.1.2, D.2.1.3.

In particolare, la corrente al secondario del TA in presenza di 9 kA primari (tenendo conto del rapporto di trasformazione nominale del TA stesso) con durata pari a 1 s non deve danneggiare né i cavi di collegamento fra il secondario del TA e il PG, né gli ingressi amperometrici dello stesso PG.

È bene tener presente che le considerazioni relative ai TA di fase di interesse per questo punto si riferiscono a TA destinati a fornire ingressi idonei alle protezioni contro le sovracorrenti elevate (cortocircuiti); tali TA, quindi, possono non essere adeguati alla misura di sovracorrenti contenute, non molto diverse dalla nominale del TA stesso (quali, ad es., quelle in gioco in caso di sovraccarichi).

In ogni caso i TA devono possedere le seguenti caratteristiche:

- corrente termica nom. permanente: 1,2 I nominale;
- corrente termica nom. di cortocircuito per 1 s: superiore o uguale al valore minimo indicato dal Distributore, comunque non inferiore a 12,5 kA;
- corrente dinamica nominale: superiore od uguale al valore minimo indicato dal Distributore, comunque non inferiore a 31,5 kA di picco;
- livello di isolamento: secondo le indicazioni del Distributore, non inferiore a 24 kV per TA avvolti, a 0,72 kV per TA toroidali da applicare su cavo.

Il paragrafo seguente D.2.1.1 è dedicato alle soluzioni protettive conseguite mediante l'impiego di TA che presentano un comportamento lineare in tutto il campo di variabilità delle correnti primarie di cortocircuito attese; il paragrafo D.2.1.2, è dedicato alle soluzioni protettive basate sull'impiego di TA con possibile saturazione; infine, il paragrafo D.2.1.3 è dedicato alle soluzioni protettive basate su TA non convenzionali.

D.2.1.1 Caratteristiche e verifiche nel caso di impiego di TA lineari

Ai fini della presente Norma, si considerano TA lineari i TA di classe 5P che, nelle reali condizioni di installazione (tenendo conto di sezione e lunghezza dei conduttori fra secondario del TA e il PG, dell'autoconsumo del PG, delle prestazioni e delle altre caratteristiche del TA stesso, ecc.), presentano un comportamento lineare fino a correnti primarie non inferiori a 9 kA.

COP.

(79) Si richiama l'attenzione sulle modalità di corretta installazione dei TA di fase di tipo toroidale, in particolare sulla necessità di centratura del TA rispetto al cavo, in modo da garantire le prestazioni del TA stesso in regime stazionario e transitorio.

-INE

D.2.1.1.1 Verifiche sui TA lineari

Le verifiche da effettuare allo scopo di determinare il comportamento lineare dei TA, nonché il loro corretto impiego, sono di seguito riportate:

– $F_1' \times I_P$ (secondo la Guida CEI 11-35) sia non inferiore a 9 kA,
– la verifica secondo la Norma CEI EN 60044-6 indichi che il TA satura per tempi ≥ 10 ms,
– la verifica di tenuta dei circuiti amperometrici della PG sia superata,

A titolo esemplificativo, la Tab. 26 e la Tab. 27 riportano le verifiche su alcuni TA, valide per situazioni tipicamente ricorrenti nella pratica impiantistica.

Si richiama l'attenzione sul fatto che le verifiche di cui alla Tab. 26 e Tab. 27 sono state condotte nell'ipotesi di impiegare:

– cavi di collegamento di lunghezza 5 m e sezione 6 mm^2;
– TA con resistenze degli avvolgimenti secondari stimate come riportato in tabella;

Fra questi TA di fase si possono considerare automaticamente idonei (TA lineari, che non necessitano di alcuna verifica, salvo quella relativa alla tenuta dei circuiti amperometrici della PG) quelli aventi le seguenti caratteristiche nominali e che vengano caricati con prestazioni effettive non superiori a quelle di seguito specificate[(80)]:

– rapporto di trasformazione nominale: 300/5 (oppure 300/1);
– prestazione nominale: 10 VA (oppure 5 VA);
– classe di precisione: 5P;
– fattore limite di precisione: 30;
– prestazione effettiva a 5 A (a 1 A) 0,4 Ω (oppure 5 Ω).

TA di fase che non presentano le precedenti caratteristiche ma tali per cui:

– $F_1' \times I_P$ (secondo la Guida CEI 11-35) sia non inferiore a 9 kA,
– la verifica secondo la Norma CEI EN 60044-6 indichi che il TA satura per tempi ≥ 10 ms,
– la verifica di tenuta dei circuiti amperometrici della PG sia superata,

possono essere considerati idonei (TA assimilabili a TA automaticamente idonei), in quanto la verifica di comportamento lineare per correnti primarie fino a 9 kA è soddisfatta.

Entrambe tali tipologie di TA possono essere utilizzate con una PG conforme a quanto riportato al paragrafo D.2.4.

D.2.1.1.2 Prove funzionali per PG che utilizzino TA di fase lineari

Poiché la PG impiega TA lineari (siano essi idonei o automaticamente idonei) non sono previste prove funzionali ulteriori rispetto a quelle indicate in D.2.4.7.

D.2.1.2 Caratteristiche, verifiche e prove nel caso di impiego di TA non lineari

In questo paragrafo si considerano TA che possono incorrere in saturazione nel campo di correnti di interesse, ma il cui segnale secondario è comunque correttamente interpretato da una generica PG (ai fini della presente Norma, ci si riferirà a tali TA come TA non lineari).

D.2.1.2.1 Verifiche per TA non lineari

Nel caso di impiego di TA non lineari, non sono previste verifiche ulteriori rispetto a quelle riportate in D.2.1. Sono invece previste le prove funzionali di seguito riportate.

D.2.1.2.2 Prove per accertare il corretto accoppiamento PG+TA non lineari

In questi casi va caratterizzato sia il segnale secondario del TA affetto da saturazione, sia la capacità di una PG di trattare correttamente tale segnale; tale capacità deve essere accertata tramite opportune prove effettuate sulla PG stessa.

(80) I dati tra parentesi si riferiscono a TA con rapporto nominale 300/1.

Il metodo di seguito esposto prevede l'applicazione di correnti di prova alla PG che riproducono le forme d'onda tipiche di segnali di corrente erogati da TA con condizioni di funzionamento non lineari. Ovviamente, tali segnali di corrente, oltre ad essere funzione della corrente di fase MT, dipendono dalle caratteristiche del TA e del circuito secondario del TA stesso, che comprende l'avvolgimento secondario del TA, l'ingresso della PG e i cavi di collegamento. Il metodo di prova specificato di seguito ha lo scopo di consentire l'economica ripetizione delle prove per diversi tipi di TA.

Il superamento delle prove attesta che l'accoppiamento TA+PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di TA diversi da quello da cui è stata ricavata la corrente secondaria di prova, è necessario caratterizzare la corrente secondaria del nuovo TA secondo il metodo esposto nel presente articolo. A valle di tale caratterizzazione, possono darsi le seguenti alternative:

- se i valori istantanei della nuova corrente secondaria sono in modulo superiori per qualsiasi tempo compreso tra 0 ed il tempo di intervento della soglia istantanea *I*>>> registrato nella prova con il TA base, la PG è idonea a essere utilizzata con il nuovo TA;
- in caso contrario, è necessario ripetere tutte le prove di cui al presente paragrafo per l'accoppiamento tra la PG e il nuovo TA.

Caratterizzazione del TA non lineare

Per quanto riguarda la caratterizzazione del comportamento non lineare del TA, nel seguito sono riportate le modalità di determinazione convenzionale delle forme d'onda di corrente da applicare alla PG durante le prove, tenendo conto che i TA di fase:

- sono lineari con errore di fase e di rapporto trascurabili per tutti gli istanti in cui il flusso di funzionamento è inferiore a un valore caratteristico (flusso di saturazione) calcolabile direttamente dai dati nominale del TA stesso (rapporto nominale, prestazione nominale, fattore limite di precisione, resistenza secondaria degli avvolgimenti secondari dei TA);
- sono completamente saturati (corrente secondaria nulla) per valori di flusso superiori al flusso di saturazione;
- una volta saturati, ritornano in "campo lineare" al cambiamento di segno della corrente primaria in ingresso (quando varia il flusso a causa dell'inversione della tensione).

Esempi di andamenti nel tempo di corrente secondaria in caso di saturazione del TA, ottenuti nelle ipotesi suddette, sono riportati in Fig. 25. L'andamento della corrente secondaria riportato è tipico di un TA che satura a causa di dimensionamento non sufficiente alle condizioni di corrente primaria e di carico cui e sottoposto. La corrente secondaria, curva verde in Fig. 25, è quella vista dalla PG durante le prove e che ne determina il comportamento.

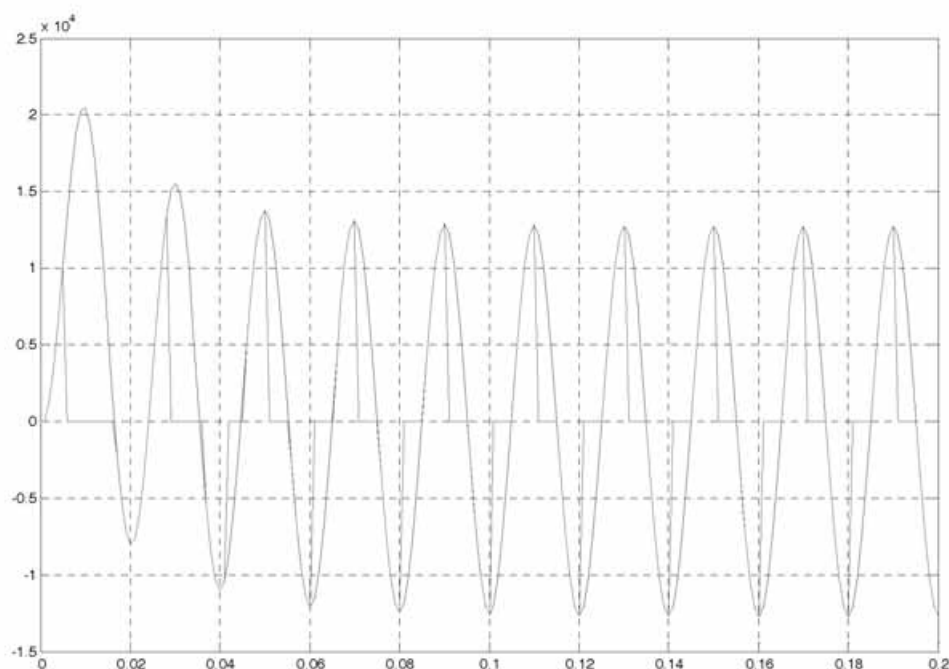



Figura 25 – Andamento convenzionale della corrente secondaria di un TA saturo; corrente primaria (blu) e secondaria (verde) di TA in saturazione

Con l'ipotesi precedente, il calcolo della forma d'onda di corrente secondaria risulta particolarmente semplice. Il calcolo può essere reso più preciso considerando anche i reali errori di rapporto e d'angolo nonché la curva di saturazione e/o di isteresi; in termini però di risultato finale (valore componente a 50 Hz della corrente in ingresso alla protezione) l'effetto risulta di second'ordine, con lo svantaggio di necessitare di un calcolo assai più complesso (ad es. tramite utilizzo di modello di calcolo di transitori elettromagnetici).

La "corrispondenza" tra corrente secondaria e flusso di saturazione è diretta in quanto, per la natura prevalentemente resistiva del carico secondario dei TA, la tensione applicata sul TA stesso (derivata del flusso) è proporzionale alla suddetta corrente, valendo le seguenti relazioni:

$$\phi(t) = \int v(t)\, dt \qquad v(t) = (R_C + R_{TA})\, i_s(t)$$

Il procedimento di valutazione della corrente secondaria è di seguito illustrato.

Dati di ingresso:

- Dati sulla corrente di corto circuito:
  - valore efficace della corrente di corto circuito — I_{cc} (riferimento: 9 kA)
  - valore della costante di tempo associata — T (riferimento: 20 ms)
- Dati sul TA di fase:
  - rapporto nominale — $k_{TA} = I_{n1}/I_{n2}$
  - prestazione nominale (in Ω) — R_{Cn}
  - prestazione effettiva (in Ω) — R_C
  - fattore limite di precisione — k_{lim}
  - resistenza secondario TA (in Ω, a 75 °C) — R_{TA}

Calcoli

Calcolo della forma d'onda della corrente primaria (funzione nel tempo): formula matematica ottenuta sovrapponendo la sinusoide della corrente di cortocircuito con la componente unidirezionale al valore massimo (valore di picco della componente sinusoidale stessa).

Calcolo del flusso di saturazione.

È il flusso massimo (picco sinusoidale) corrispondente alla corrente limite di precisione alla prestazione nominale

$$\varphi_{SAT} = (1/\omega)\cdot(R_{TA} + R_{Cn})\ (\sqrt{2}\ k_{lim}\cdot I_{n2})$$

Calcolo della forma d'onda della corrente secondaria (funzione nel tempo).

Valutazione

a) del flusso del TA (ottenuto come integrale della tensione ai capi del TA stesso, a sua volta prodotto della corrente secondaria per il carico effettivo R_C del TA; al generico istante t l'integrale è calcolabile partendo dalle grandezze agli istanti precedenti);
b) della corrente secondaria (che per le ipotesi fatte è pari alla corrente primaria diviso il rapporto nominale del TA oppure è pari a zero, a seconda che il flusso del TA calcolato come sopra sia minore o maggiore del flusso di saturazione).

La corrente secondaria da applicare alla PG presenta quindi l'andamento determinato secondo lo schema sopra indicato e la PG deve intervenire nei tempi previsti.

Le prove descritte in questo paragrafo sono basate sul controllo dell'intervento delle soglie della protezione di massima corrente. A tale fine, si applicano opportune correnti secondarie direttamente alla PG, calcolate come descritto in precedenza.

La regolazione della PG, per quanto riguarda le soglie di interesse, è:

- soglia I>>: 200 A primari, T_{int}[81] = 430 ms;
- soglia I>>>: 500 A primari, $T_{int} \leq$ 50 ms.

Prova D.2.1.2.2a):

- da effettuare con grandezze secondarie sugli ingressi amperometrici della PG
  - I_{cc} = Ampiezza componente simmetrica (primaria): 240 A efficaci ± 5%
  - I_{max} = Ampiezza componente unidirezionale (primaria): 0 A ± 5%

Risultati attesi: scatto protezione per soglia I>> di massima corrente in 430 ms.

Prova D.2.1.2.2b):

- da effettuare con grandezze secondarie sugli ingressi amperometrici della PG
  - I_{cc} = Ampiezza componente simmetrica (primaria): 600 A efficaci ± 5%
  - I_{max} = Ampiezza componente unidirezionale (primaria): $600\sqrt{2}$ A ± 5%
  - Costante di tempo unidirezionale: 20 ms ± 5% (inizio transitorio sullo 0 di tensione, massima componente unidirezionale)

Risultati attesi[82]: scatto protezione per soglia I>>> entro 50 ms.

(81) Per tempo di intervento della PG (T_{int}) si intende il tempo intercorrente tra l'istante di inizio della sovracorrente e l'emissione del comando di scatto; T_{int} comprende quindi il tempo base della protezione più l'eventuale ritardo intenzionale impostato; a sua volta il tempo base comprende il tempo necessario alla rilevazione del fenomeno (misura), al riconoscimento del fenomeno medesimo e all'emissione del comando di scatto.

(82) Tutti i risultati attesi sono da intendere al netto delle tolleranze previste in D.2.4.1.

-INE

Prova D.2.1.2.2c):

- da effettuare con grandezze secondarie sugli ingressi amperometrici della PG
  - I_{cc} = Ampiezza componente simmetrica (primaria): 9000 A efficaci ± 5%;
  - I_{max} = Ampiezza componente unidirezionale (primaria): $9000\sqrt{2}$ A ± 5%;
  - Costante di tempo unidirezionale: 20 ms ± 5% (inizio transitorio sullo 0 di tensione, massima componente unidirezionale);

Risultati attesi: scatto protezione per soglia *I*>>> entro 50 ms.

D.2.1.3 Soluzioni protettive con impiego di TA di fase non convenzionali

Qualora la PG utilizzi, per la rilevazione della massime correnti di fase, TA che, per esempio, non producono in uscita un segnale in corrente o privi di nucleo magnetico (detti nel seguito TA di fase non convenzionali) va fatto riferimento a quanto indicato al punto D.3 relativamente a tale funzione.

Il superamento delle prove attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento trasduttori+PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di trasduttori diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove.

Ovviamente, i TA di fase non convenzionali devono, comunque, essere dimensionati per soddisfare le condizioni poste al paragrafo D.2.1, per quanto applicabili.

D.2.2 TA toroidale per la protezione contro i guasti a terra (TO)[83]

Come anticipato, la protezione contro i guasti monofasi a terra dell'impianto Utente, a seconda del contributo capacitivo fornito al guasto monofase dalla rete dell'Utente stesso, può consistere in:

- protezione di massima corrente omopolare;
- protezione di massima corrente omopolare direzionale.

L'intervento della PG in caso di guasto doppio monofase a terra deve essere conseguito mediante una protezione di massima corrente omopolare, basata, alternativamente su:

- segnali secondari forniti dal TA omopolare;
- segnali secondari forniti dai TA di fase[84]

Il TA omopolare (TO nel seguito) deve fornire correnti secondarie alla PG con errori accettabili in tutto il campo di variabilità atteso per la corrente primaria dovuta a guasto monofase a terra oppure a guasto doppio monofase a terra[85]. In particolare, detto TO deve consentire il corretto funzionamento delle protezioni di massima corrente di terra e direzionali di terra in qualsiasi condizione di esercizio del neutro.

Le caratteristiche del TO devono essere calcolate tenendo conto del carico della protezione e dei relativi cavi di collegamento.

In ogni caso i TO devono presentare le seguenti caratteristiche:

- tensione massima per l'apparecchio: 0,72 kV;
- corrente termica nominale permanente: 1,2 I_n;
- corrente termica nominale di cortocircuito per 1 s: 12,5 kA.

---

(83) Si richiama l'attenzione sulle modalità di corretta installazione dei TA omopolari di tipo toroidale, in particolare su:
- necessità di centratura del TO rispetto ai cavi in modo da garantire le prestazioni del TO stesso in regime stazionario e transitorio);
- necessità di collegare opportunamente gli schermi metallici dei cavi a terra, facendo passare il relativo collegamento all'interno del TO, ed evitando qualsiasi contatto degli schermi stessi o del relativo collegamento a terra con parti metalliche adiacenti.nel tratto di circuito fra l'interruttore sui cui agisce la protezione alimentata dal TO in questione ed il TO stesso.

(84) In quest'ultimo caso, è ovviamente necessario prevedere tre TA di fase nonché una PG tripolare.

(85) La corrente di doppio guasto monofase a terra si deve considerare solo nei casi in cui la sua rilevazione sia affidata al TO e non ai TA di fase.

In luogo del TO, la PG può prevedere 3 TA di fase con caratteristiche adeguate, ed in particolare conformi con le prescrizioni del punto D.2.1, limitatamente alla rilevazione del guasto doppio monofase a terra.

Come premesso, il TO deve fornire correnti secondarie, con errori accettabili, alla protezione PG nel campo di variabilità atteso per la corrente di guasto primaria. Per esempio, a 20 kV, la funzione di protezione contro guasti a terra (eventualmente, con consenso direzionale) deve intervenire per pochi Ampere primari per guasti monofasi, ma può essere soggetta a 2.000 A primari in caso di doppio guasto monofase a terra. Inoltre, in caso di guasto monofase a terra, bisogna tenere conto della presenza di una componente asimmetrica primaria (componente unidirezionale, generata dalle bobine di estinzione d'arco o di Petersen tipicamente presenti sulle reti, stimabile in $500\sqrt{2}$ A di cresta, con costante di tempo pari a 150 ms) che si può sovrapporre ad una componente simmetrica non superiore a 50 A, come indicato in Fig. 26.

La presenza di una componente aperiodica, combinata con TO non adeguatamente dimensionati, aumenta il rischio di ritardato intervento delle protezioni con conseguente mancata selezione del guasto. Ai fini della presente Norma, i TA omopolari possono essere automaticamente idonei (si veda il paragrafo D.2.2.1) ovvero non automaticamente idonei (si veda il paragrafo D.2.2.2). Alcune delle prove previste in D.2.2.1 e D.2.2.2 comportano l'impiego di segnali derivati dai TV impiegati per il rilievo della tensione omopolare: alla specificazione delle caratteristiche di tali TV è dedicato il paragrafo D.2.3. È anche prevista la possibilità di impiegare soluzioni protettive basate su TO (ed eventualmente TV) non convenzionali: tali soluzioni sono trattate nel paragrafo D.2.2.3.

D.2.2.1 Caratteristiche e prove per TA omopolari (TO) automaticamente idonei

Il presente paragrafo contiene caratteristiche e prove necessarie a garantire il corretto intervento della PG, qualora equipaggiata con TO di caratteristiche tali da farli ritenere automaticamente idonei (la definizione è data nel seguito).

D.2.2.1.1 Caratteristiche dei TO automaticamente idonei

Le caratteristiche dei TO finalizzati alla rilevazione dei guasti monofase a terra (sia a neutro compensato, sia a neutro isolato) o doppio monofase sono di seguito esposte.

Tenendo conto dei vincoli sopra richiamati, TO con le seguenti caratteristiche nominali sono ritenuti automaticamente idonei:

- tipo toroidale;
- rapporto di trasformazione nominale: 100/1 A;
- prestazione nominale: 2 VA;
- errori contenuti entro i valori di Tab. 8 (in cui In è la corrente nominale di 100 A, I è la corrente primaria di prova).

Tabella 8 – Errori TO

Corrente (I/In)	Errore di rapporto (%)	Errore d'angolo (°)
0,01	±5	±2
0,05	±1	
1	±1	±2
20	±5	

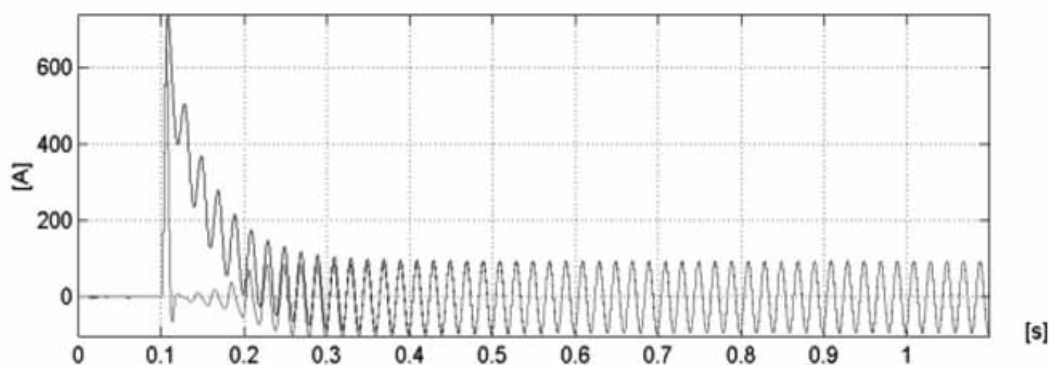



Figura 26 – Corrente secondaria convenzionale per TA omopolari (TO)

D.2.2.1.2 Prove funzionali per PG che utilizzino TO automaticamente idonei

Le prove funzionali per PG che utilizzino TO automaticamente idonei per la rilevazione dei guasti monofasi a terra (sia a neutro compensato, sia a neutro isolato) o doppio monofase a terra[86], sono le medesime riportate per i TO non automaticamente idonei nel successivo paragrafo D.2.2.2.2 ma, ad esclusione della prova 1 di Tab. 9 (o della prova 1 di Tab. 10), l'applicazione dei segnali di corrente avviene direttamente alla protezione PG (applicazione di correnti secondarie). La prova 1 della Tab. 9 (o la prova 1 della Tab. 10) devono invece essere effettuate con i segnali di correnti primari applicati ai TO.

Il superamento di tutte le prove, inclusa la prova 1 di Tab. 9 (o la prova 1 di Tab. 10), attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento TO + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di TO diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove di cui al D.2.2.2.2 con le modalità sopra descritte per quanto riguarda l'applicazione di grandezze primarie e/o secondarie.

D.2.2.2 Caratteristiche e prove per TA omopolari (TO) non automaticamente idonei

Il presente paragrafo contiene caratteristiche e prove necessarie a garantire il corretto intervento della PG, qualora equipaggiata con TO di caratteristiche tali da non farli ritenere automaticamente idonei.

D.2.2.2.1 Caratteristiche dei TO non automaticamente idonei

Si definiscono TO non automaticamente idonei, quei TO che non presentino le caratteristiche di cui al paragrafo D.2.2.1; tali TO possono essere utilizzati solo se, insieme ad una ben determinata e specificata PG, soddisfano le prove di seguito indicate.

D.2.2.2.2 Prove funzionali per PG che utilizzino TO non automaticamente idonei

Le prove funzionali da applicare nel caso di soluzioni protettive che impieghino TO non automaticamente idonei sono di seguito descritte.

In particolare, le prove indicate in

- Tab. 9 devono essere eseguite qualora il TO non automaticamente idoneo sia utilizzato per la funzione di massima corrente omopolare,
- Tab. 10 devono essere eseguite qualora il TO non automaticamente idoneo sia utilizzato per la funzione direzionale di terra (sia a neutro compensato, sia a neutro isolato).

Le grandezze di Tab. 9 e Tab. 10 devono essere applicate, in valore primario, direttamente al TO a sua volta connesso alla PG.

(86) Nel caso in cui il guasto doppio monofase a terra sia rilevato tramite TO

Prova funzione di massima corrente omopolare

Regolazione relé

– soglia I_0> pari a 2 A primari, tempo di intervento = 380 ms

– soglia I_0>> pari a 80 A primari, tempo di intervento = 100 ms

Tabella 9 – Elenco prove per TO omopolari non automaticamente idonei+ PG con sola protezione di massima corrente omopolare

Prova	Corrente omopolare simmetrica (primaria)	Corrente unidirezionale (primaria)	Costante di tempo	Scatto	Massimo tempo di intervento [ms]
1	50 A±5%	500x $\sqrt{2}$ A±5%	150 ms	I_0>	530+3%
2	2000 A±5%	–	–	I_0>>	100+3%
3	350 A±5%	–	–	I_0>>	100+3%
4	100 A±5%	–	–	I_0>>	100+3%
5	2,2 A±5%	–	–	I_0>	380+3%
6	1,8 A±5%	–	–	NO	–

Il TA omopolare + la funzione di massima corrente omopolare del PG superano la prova se la PG emette il comando di scatto in conformità a quanto indicato in Tab. 9.

Il superamento delle prove di Tab. 9 attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento TO + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di TO diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove di cui al D.2.2.2.2 con le modalità sopra descritte per quanto riguarda l'applicazione di grandezze primarie e/o secondarie.

Prova funzione direzionale di terra

Regolazione relé

– soglia 67N.S1: U_0 = 5%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 61° ÷ 250°, T_{int} = 380 ms

– soglia 67N.S2: U_0 = 2%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 50° ÷ 130°, T_{int} = 100 ms

– soglia I_0>> pari a 150 A primari, T_{int} = 100 ms

Tensioni e correnti di prova sono riportate nella seguente Tab. 10.

Tabella 10 – Elenco prove per TA omopolari non automaticamente idonei + PG direzionale di terra

Prova	Tensione omopolare (primaria / secondaria)	Corrente omopolare (primaria)	Corrente unidirezionale (primaria)	Costante di tempo	Fase tensione corrente omop.	Scatto	Massimo tempo di intervento [ms]	Fase misurata da SPG
1	6 %	50 A ±5%	500x $\sqrt{2}$ A±5%	150 ms	240°	67S.1	530+3%	225°÷255°
2	6%	2000 A±5%	–	–	30°	I_0>	100+3%	
3	6 %	2.5 A ±5%	–	–	240°	67S.1	380+3%	233°÷247°
4	6 %	1.8 A±5%	–	–	240°	NO	–	–
5	4 %	2.5 A±5%	–	–	240°	NO	–	–
6	6%	2,5 A±5%	–	–	260	NO		
7	2,8 %	140 A ±5%	–	–	90°	67S.2	100+3%	83°÷97°
8	2,8 %	2.5 A ±5%	–	–	90°	67S.2	100+3%	83°÷97°
9	1 %	2.5 A±5%	–	–	90°	NO	–	–
10	1 %	140 A±5%	–	–	90°	NO	–	–
11	1 %	160 A±5%	–	–	90°	I_0>	100+3%	–
12	2,8 %	160 A±5%	–	–	30°	I_0>	100+3%	–
13	1 %	350 A±5%	–	–	30°	I_0>	100+3%	–
14	2,8	2,5 A±5%	–	–	40°	NO	–	–
15	2,8	2,5 A±5%	–	–	60°	67S.2	100+3%	53°÷67°

I valori delle grandezze indicate in Tab. 10 si intendono in regime sinusoidale, esaurito il transitorio. Il TA omopolare + la funzione di massima corrente omopolare della PG superano la prova se la PG emette il comando di scatto in conformità a quanto indicato in Tab. 10.

Il superamento delle prove di Tab. 10 attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento TO + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di TO diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove di cui al D.2.2.2.2 con le modalità sopra descritte per quanto riguarda l'applicazione di grandezze primarie e/o secondarie.

Qualora la funzione direzionale di terra della PG sia basata su una tensione omopolare costruita tramite una terna di TV, le suddette prove di Tab. 10 valgono anche come verifica per l'adeguatezza della terna di TV utilizzata + PG direzionale di terra.

Per quanto riguarda l'accoppiamento TV omopolari + PG + TO, si veda il successivo paragrafo D.2.3.

D.2.2.3 Caratteristiche e prove per TA omopolari (TO) non convenzionali

Qualora la PG utilizzi, per la rilevazione della corrente omopolare, TO che, per esempio, non producono in uscita un segnale in corrente o privi di nucleo magnetico (detti nel seguito TO non convenzionali) va fatto riferimento a quanto indicato al punto D.3 relativamente a tale funzione.

Il superamento delle prove attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento trasduttore + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di trasduttori diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove.

Ovviamente, i trasduttori di corrente non convenzionali devono, comunque, essere dimensionati per soddisfare le condizioni poste in D.2.2.

D.2.3 Trasformatori voltmetrici per la ricostruzione della tensione omopolare

I TV utilizzati per fornire tensioni ridotte alla PG devono essere conformi alla Norma CEI EN 60044-2.

I trasformatori di tensione che forniscono grandezze secondarie alla protezione direzionale di terra devono garantire errori di rapporto e di fase compatibili con il corretto funzionamento della protezione stessa nei tempi richiesti.

Devono inoltre avere fattore di tensione 1,9 per 30 s e livello di isolamento 24 kV.

La tensione omopolare è ottenuta come somma delle tensioni stellate opportunamente ridotte collegando in serie gli avvolgimenti secondari appositamente predisposti di tre TV con ciascun primario collegato tra il conduttore di fase e la terra.

Poiché la tensione omopolare è il risultato di una somma vettoriale, l'errore relativo introdotto sull'ampiezza e sulle fasi non è pari a quello dei singoli TV. Il suddetto errore, in ampiezza e fase, introdotto dalla terna di TV deve essere comunque tale da permettere il funzionamento delle protezioni direzionali di terra che sono basate sulla misura della:

- tensione omopolare;
- corrente omopolare;
- fase tra tensione e corrente omopolare.

I TV necessari al rilievo della tensione omopolare possono essere automaticamente idonei o non automaticamente idonei in accordo a quanto di seguito specificato.

D.2.3.1 Caratteristiche e prove per TV omopolari automaticamente idonei

D.2.3.1.1 Caratteristiche dei TV omopolari automaticamente idonei

Qualora la terna di TV fase-terra impiegati per la ricostruzione della tensione omopolare alla PG presenti le seguenti caratteristiche:

- classe 0,5, 3P[(87)];
- fattore di tensione 1,9 per 30 s;
- prestazione nominale 50 VA, e potenza termica adeguata ad alimentare un'opportuna resistenza di smorzamento antiferrorisonanza fornita dal costruttore di TV di opportuno valore (tipicamente ≥100 Ω) sul triangolo aperto;
- valore di induzione di lavoro non superiore a 0,7 T;
- rapporto di trasformazione tale da produrre una tensione secondaria sul circuito del triangolo aperto pari a 100 V in caso di guasto monofase franco a terra sulla rete MT,

i TV che compongono tale terna si possono considerare automaticamente idonei.

D.2.3.1.2 Prove funzionali per TV omopolari automaticamente idonei

Nel caso di applicazione di una terna di TV automaticamente idonei le prove per la verifica del corretto intervento delle soglie direzionali di terra della PG (riportate in Tab. 10) possono essere effettuate applicando alla PG i soli segnali di tensione in bassa tensione corrispondenti a quelli primari opportunamente scalati del rapporto di trasformazione dei TV stessi.

Tali TV possono essere utilizzati con una qualsiasi PG che abbia superato le prove funzionali con TV automaticamente idonei a patto che la PG utilizzi i TO con cui sono state superate le prove.

D.2.3.2 Caratteristiche e prove per TV omopolari non automaticamente idonei

D.2.3.2.1 Caratteristiche dei TV omopolari non automaticamente idonei

Qualora la terna di TV fase-terra impiegati per la ricostruzione della tensione omopolare alla PG non presenti le caratteristiche di cui in D.2.3.1, tali TV sono detti non automaticamente idonei.

D.2.3.2.2 Prove funzionali per TV omopolari non automaticamente idonei

Nel caso di applicazione di una terna di TV non automaticamente idonei, le prove di corretto funzionamento delle soglie direzionali di terra devono essere effettuate applicando direttamente le tensioni in valore primario ai TV stessi secondo quanto specificato in Tab. 10.

Il superamento delle prove di Tab. 10 attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento TV + TO + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di TO e/o TV diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove di cui al D.2.2.2.2 con le modalità sopra descritte per quanto riguarda l'applicazione di grandezze primarie e/o secondarie.

D.2.3.3 TV omopolari non convenzionali

Qualora la PG utilizzi, per la rilevazione direzionale dei guasti monofase a terra, TV non convenzionali (ad es. basati su effetti capacitivi o privi di nucleo magnetico), va fatto riferimento a quanto indicato al punto D.3 relativamente a tale funzione.

Il superamento delle relative prove attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento trasduttori + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di trasduttori diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove.

Come stabilito in D.2.3, i trasduttori di tensione non convenzionali devono, comunque, essere dimensionati per avere fattore di tensione 1,9 per 30 s e livello di isolamento 24 kV.

COPIA

(87) Si precisa che per classe 0,5 3P si intendono tre TV fase – terra, collegati a triangolo aperto, che soddisfano ciascuno la classe 3P dal 5 al 190 % della tensione nominale e la classe 0,5 da 80 % a 120 % della tensione nominale. Si possono impiegare sia terne di TV con un solo secondario dedicato unicamente alle protezioni (0,5, 3P), sia terne di TV a nucleo unico, con due secondari distinti, uno di misura (classe 0,5) e uno di protezione (classe 0,5, 3P).

D.2.4 Caratteristiche della Protezione Generale (PG)

Nel presente paragrafo sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova per verificare la Protezione Generale (PG, parte del SPG non integrato) per Utenti di Media Tensione.

D.2.4.1 Prescrizioni funzionali per la protezione di massima corrente di fase

Il relé deve prevedere una protezione di massima corrente almeno a tre soglie temporizzabili in esecuzione almeno bipolare. Ciascuna soglia deve poter essere esclusa in modo indipendente dalle altre. Le caratteristiche delle suddette protezioni sono di seguito elencate.

- Tempo base (di intervento) pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto (per grandezze d'ingresso pari a 1,2 volte il valore d'intervento tarato); deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 50 ms. I tempi di intervento indicati di seguito sono comprensivi del tempo base d'intervento più l'eventuale ritardo intenzionale.
- Campi di regolazione: la corrente nominale In della PG deve essere compatibile con i dispositivi di acquisizione delle grandezze primarie. I campi di regolazione[88] previsti sono di seguito riportati (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le regolazioni sono quelli massimi ammissibili; i valori sono in percentuale della corrente nominale della PG).
  - Prima soglia[89] (*I*>):
    - ⇒ Valore (20% ÷ 120%), a gradini di 5%;
    - ⇒ Caratteristica a tempo dipendente (tempo molto inverso, in accordo alla IEC 60255, VIT).
  - Seconda soglia (*I*>>):
    - ⇒ Valore (20% ÷ 500%), a gradini di 10%;
    - ⇒ Caratteristica a tempo indipendente;
    - ⇒ Tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s, a gradini di 0,05 s.
  - Terza soglia (*I*>>>):
    - ⇒ Valore (80% ÷ 1500%), a gradini di 20%;
    - ⇒ Caratteristica a tempo indipendente;
    - ⇒ Tempo di intervento (0,05 ÷ 0,2) s, a gradini di 0,05 s.

Gli errori limite per le grandezze sono:

- amperometrico ≤5%;
- variazione dell'errore limite ≤3%;
- tempo di ricaduta ≤100 ms;
- rapporto di ricaduta ≥0,9;
- errore limite sui tempi ≤3%±20 ms;
- variazione dell'errore limite ≤1,5%±10 ms.

L'assorbimento del circuito amperometrico è ≤0,2 VA per I_n = 1 A e ≤1 VA per I_n = 5A.

---

(88) I campi di regolazione, indicati in valori secondari, sono calcolati nell'assunzione di impiegare TA di fase con correnti primarie da 100 A a 600 A. Qualora la PG dovesse essere impiegata con TA di corrente nominale primaria al di fuori dei valori sopra indicati, è comunque necessario garantire la possibilità di regolare il relé (con il TA associato) in modo da coprire i seguenti campi di grandezze primarie: da 200 A a 500 A per *I*>>; da 500 A a 1500 A per *I*>>>.

(89) La prima soglia deve essere attivata a discrezione del Distributore.

D.2.4.2 Prescrizioni funzionali per la protezione di massima corrente omopolare[90]

Il relé deve prevedere una protezione di massima corrente omopolare con due soglie temporizzabili e regolabili in modo completamente indipendente fra loro. Le caratteristiche della suddetta protezione sono di seguito elencate.

- Tempo base di intervento pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto (per grandezze d'ingresso pari a 1,2 volte il valore d'intervento tarato); deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 50 ms. I tempi di intervento indicati di seguito sono comprensivi del tempo base.
- Protezione di massima corrente di terra: la corrente nominale In deve essere compatibile con i dispositivi di acquisizione delle grandezze primarie. I campi di regolazione previsti sono i seguenti (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le regolazioni sono quelli massimi ammissibili; i valori sono in percentuale della corrente omopolare nominale della PG, e sono riferiti a una PG equipaggiata con un TO con corrente nominale primaria 100 A e secondaria di 1 A[91]:
  - Prima soglia (I_0>):
    - ⇒ valore (1% ÷ 20%), a gradini di 0,5%;
    - ⇒ tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s, a gradini di 0,05 s.
  - Seconda soglia[92] (I_0>>):
    - ⇒ valore (10% ÷ 500%), a gradini di 10%;
    - ⇒ tempo di intervento (0,05 ÷ 0,2) s, a gradini di 0,05 s.

Le caratteristiche del relé sono:

- errori limite sul circuito amperometrico ≤5 %;
- variazione dell'errore limite ≤3%;
- tempo di ricaduta ≤100 ms;
- rapporto di ricaduta ≥0,9;
- errore limite sui tempi ≤3%±20 ms;

  variazione dell'errore limite ≤1,5%±10 ms.

L'assorbimento del circuito amperometrico è ≤0,2 VA.

D.2.4.3 Prescrizioni funzionali per la protezione direzionale di terra[93]

Qualora la protezione contro i guasti a terra sia costituita da una protezione direzionale di massima corrente omopolare, essa deve prevedere due soglie di intervento finalizzate alla selezione dei guasti monofasi a terra, una in caso di funzionamento della rete con neutro compensato, e l'altra con neutro isolato. Ciascuna delle soglie deve poter essere esclusa in modo indipendente dall'altra.

La corrente nominale omopolare secondaria (I_0) deve essere compatibile con i sistemi di acquisizione delle grandezze primarie, mentre la tensione nominale omopolare secondaria (U_0) deve essere pari a 100 V.

---

(90) La protezione di massima corrente omopolare è richiesta a prescindere dalla consistenza dell'impianto Utente.

(91) Qualora la PG dovesse essere impiegata con TO di corrente nominale primaria diversa da 100 A, sarà comunque necessario garantire la possibilità di regolare il relé (con il TO associato) in modo da coprire i seguenti campi di grandezze primarie: I_0> da 1 a 10 A; I>> da 10 a 500 A.

(92) La seconda soglia è finalizzata all'eliminazione rapida dei guasti doppi monofase a terra. Tale soglia può essere basata sulla corrente secondaria di un TO ovvero sulla corrente omopolare ottenuta come somma vettoriale delle correnti secondarie dei tre TA di fase.

(93) La protezione direzionale contro i guasti a terra è prevista solo per impianti Utente il cui contributo capacitivo al guasto esterno superi valori predeterminati.

COPIA

Le caratteristiche della suddetta protezione sono di seguito elencate.

- Tempo base (di intervento) pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto; deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 80 ms. I tempi di intervento indicati di seguito sono comprensivi del tempo base d'intervento più l'eventuale ritardo intenzionale.

I campi di regolazione previsti sono i seguenti (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le regolazioni sono quelli massimi ammissibili; i valori sono in percentuale della corrente e tensione ompolare nominali della PG; le correnti sono riferite a una PG equipaggiata con un TO con corrente nominale primaria 100 A e secondaria di 1 A[94]; le tensioni sono riferite a una PG con tensione omopolare nominale di 100 V).

- Prima e seconda soglia:
- I_0 (1% ÷ 10%), a gradini di 0,5 %;
- U_0 (1% ÷ 40%) a gradini di 1 %;
- settore di intervento definito da due angoli (0° ÷ 360°) a gradini di 1°;
- tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s a gradini di 0,05 s.

Gli errori limite per le grandezze sono:

- voltmetrico ≤5%;
- amperometrico ≤5%;
- variazione dell'errore limite ≤3%;
- errore d'angolo 3°;
- tempo di ricaduta ≤100 ms;
- rapporto di ricaduta ≥0,9;
- errore limite sui tempi ≤3% ± 20 ms;
- variazione dell'errore limite ≤1,5% ± 10 ms;

L'assorbimento del circuito amperometrico è ≤0,2 VA; l'assorbimento del circuito voltmetrico è ≤1 VA.

L'eventuale commutazione da direzionale di terra a 51N (per i motivi esposti in 8.4.1) deve avvenire entro 1 s. Entro pari tempo deve essere ripristinata la funzionalità 67N al ritorno delle condizioni previste in 8.4.1.

D.2.4.4 Prove con arco intermittente

La rete presa in considerazione è a 20 kV, estensione tale da fornire 300 A capacitivi, con l'esercizio del neutro e le caratteristiche dell'arco intermittente indicate in Tab. 11 e in Tab. 12.

Per i transitori di guasto in presenza di arco intermittente vengono fornite le tensioni di fase (o tensione omopolare), correnti di fase (o corrente omopolare) da considerare.

La modellizzazione dell'arco utilizzata, relativamente semplice, consiste in un guasto che, innescatosi per una tensione fase-terra di opportuno valore, mantiene una certa resistenza per una parte di ciclo; tale resistenza poi è fatta crescere molto rapidamente portando in circa 1 ms all'estinzione del guasto stesso.

Le simulazioni si differenziano per la durata del fenomeno e per l'ipotesi di innesco dell'arco.

(94) Qualora la PG dovesse essere impiegata con TO di corrente nominale primaria diversa da 100 A, è comunque necessario garantire la possibilità di regolare il relé (con il TO associato) in modo da coprire i seguenti campi di grandezze primarie: I_n> da 1 A a 10 A.

D.2.4.4.1 Prove su SPG con protezione di massima corrente omopolare

Se la protezione contro i guasti a terra prevede la funzione direzionale di terra le prove successive non devono essere effettuate.

La regolazione della PG (funzione massima corrente di terra) deve essere:

- soglia I_0> pari a 2 A primari, T_{int} = 250 ms;
- soglia I_0>> pari a 40 A primari, $T_{int} = T_{base\ di\ intervento} \leq 80$ ms.

Tabella 11 – Prove di arco intermittente per protezione di max corrente omopolare

Prova	Stato del neutro	Durata arco int. T_{int}	Risultato atteso
1	NI	<40 ms	nessuno scatto
2	NI	>80 ms	I_0>>
3	NI	1 s	I_0>>
4	NI	1 s	I_0>
5	NC	<40 ms	nessuno scatto
6	NC	>80 ms	I_0>>
7	NC	1 s	I_0>>
8	NC	1 s	I_0>

Gli archi intermittenti simulati tramite i files COMTRADE (Tab. 11 e/o Tab. 12) prevedono una serie di adescamenti ed estinzioni del guasto, intervallati opportunamente. Il RP deve essere in grado di comportarsi secondo quanto descritto in Tabella anche in presenza di tali momentanee estinzioni dell'arco.

D.2.4.4.2 Prove su SPG con protezione direzionale di terra

La regolazione della PG (funzione massima corrente di terra direzionale) deve essere

- soglia 67N.S1: U_0 = 5%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 61° ÷ 250°, T_{int} = 250 ms
- soglia 67N.S2: U_0 = 2%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 50° ÷ 130°, $T_{int} = T_{base\ di\ intervento} \leq 80$ ms
- soglia I_0>> pari a 150 A primari, T_{int} = 1 s

Tabella 12 – Prove di arco intermittente per protezione direzionale di terra

Prova	Stato del neutro	Durata arco int. T_{int}	Risultato atteso	Note
1	NI	<40 ms	nessuno scatto	
2	NI	>80 ms	Scatto soglia 67N.S2	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S1
3	NI	1 s	Scatto soglia 67N.S2	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S1
4	NI	1 s	Scatto soglia 67N.S2	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S1
5	NC	<40 ms	nessuno scatto	
6	NC	>80 ms	Scatto soglia 67N.S1	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S2
7	NC	1 s	Scatto soglia 67N.S1	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S2
8	NC	1 s	Scatto soglia 67N.S1	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S2

Gli archi intermittenti simulati tramite i files COMTRADE (Tab. 11 e/o Tab. 12) prevedono una serie di adescamenti ed estinzioni del guasto, intervallati opportunamente. Il RP deve essere in grado di comportarsi secondo quanto descritto in Tabella anche in presenza di tali momentanee estinzioni dell'arco.

Il test funzionale consiste, per ciascun transitorio, in due prove, ottenute alimentando il dispositivo rispettivamente con le grandezze relative ad una linea guasta (guasto a valle del RP, linea 1 del file COMTRADE) e con le grandezze relative ad una linea sana (guasto a monte del RP, linea 2 del file COMTRADE). I risultati della Tabella precedente sono relativi ad i guasti a valle del RP (linea 1). Non è ammesso alcun intervento della protezione per guasto a monte del RP (linea 2).

D.2.4.5 Comandi di apertura interruttore

La PG deve essere munita di un contatto NA in assenza di alimentazione ausiliaria. Tale contatto, qualora associato a un circuito di comando a mancanza di tensione, deve risultare chiuso in presenza della tensione ausiliaria; qualora invece sia associato a un circuito di comando a lancio di corrente, tale contatto NA deve essere aperto in presenza di alimentazione ausiliaria.

Il comando di apertura dell'interruttore deve permanere fino al ricadere dello stato logico di scatto che l'ha determinato e comunque per un tempo minimo di 150 ms (per garantire l'apertura dell'interruttore).

D.2.4.6 Segnalazioni locali

Le segnalazioni locali devono consistere in:

- una segnalazione differenziata di relé in funzione o in anomalia;
- un segnale memorizzato di scatto generico protezione di massima corrente di fase, massima corrente di terra, direzionale di terra;
- una segnalazione di posizione interruttore, che indichi interruttore aperto o chiuso, sulla PG o sul fronte quadro.

D.2.4.7 Prove sulla PG

Il dispositivo deve essere dotato di marcatura CE.

Le prove da effettuare sul dispositivo si dividono in:

- prove funzionali;
- prove di compatibilità elettromagnetica;
- prove di compatibilità ambientale;
- prove di sovraccaricabilità dei circuiti di misura.

Deve essere certificato, con le modalità in seguito indicate al punto D.2.5, il superamento delle prove di cui ai paragrafi seguenti.

D.2.4.7.1 Prove funzionali

Le prove funzionali consistono in:

- verifica funzioni;
- misura della precisione delle soglie di intervento e ricaduta;
- misura della precisione dei tempi di intervento e di ricaduta.

I transitori rappresentativi delle suddette prove sono stati suddivisi nelle seguenti categorie:

- transitori di guasto polifase;
- transitori di guasto monofase;
- transitori di guasto doppio monofase;
- transitori di arco intermittente.

Le prove funzionali comprenderanno anche la risposta delle funzioni protettive a transitori di rete registrati in formato COMTRADE. I relativi file sono disponibili sul sito del CEI.

Per quanto riguarda l'arco intermittente, sono presi in considerazione alcuni casi con durata inferiore a 80 ms e altri con durata superiore, per verificare l'eventuale capacità di rilevazione e di insensibilità nei confronti di guasti intermittenti.

I guasti (monofasi a terra) sono ipotizzati attorno al passaggio dello zero della tensione di fase; questa condizione, seppure poco probabile, rappresenta in generale una condizione più critica (nel caso di rete compensata la corrente di guasto - e quindi omopolare misurata sulla linea sede di guasto - presenta la massima componente unidirezionale). I casi di guasto monofase sono ipotizzati a differenti resistenze di guasto secondo quanto specificato nel seguito.

Protezione di massima corrente

Tutte le funzioni della protezione di massima corrente devono essere verificate rilevando i tempi di intervento, le precisioni, i tempi di ricaduta ed i rapporti di ricaduta.

Qualora la protezione di massima corrente sia basata su correnti secondarie fornite da TA lineari od assimilabili, quindi conformi a quanto indicato in D.2.1.1, devono essere effettuate anche le prove definite in D.2.1.1.2. I limiti di validità della certificazione sono indicati in D.2.1.1.2.

Qualora la protezione di massima corrente sia basata su correnti secondarie fornite da TA non lineari, quindi conformi a quanto indicato in D.2.1.2, devono essere effettuate anche le prove definite in D.2.1.2.2. I limiti di validità della certificazione sono indicati in D.2.1.2.2.

Protezione di massima corrente omopolare

Tutte le funzioni della protezione di massima corrente omopolare devono essere verificate rilevando i tempi di intervento, le precisioni ed i rapporti di ricaduta. Devono inoltre essere condotte le prove funzionali in presenza di arco intermittente definite D.3.3.4.1.

Qualora la protezione di massima corrente sia basata su correnti secondarie fornite da TO automaticamente idonei, quindi conformi a quanto indicato in D.2.2.1, devono essere effettuate anche le prove definite in D.2.2.1.2. I limiti di validità della certificazione sono indicati in D.2.2.1.2.

Qualora la protezione di massima corrente sia basata su correnti secondarie fornite da TO non automaticamente idonei, quindi conformi a quanto indicato in D.2.2.2, devono essere effettuate anche le prove definite in D.2.2.2.2. I limiti di validità della certificazione sono indicati in D.2.2.2.2.

Protezione direzionale di terra

Tutte le funzioni della protezione direzionale di terra devono essere verificate rilevando i tempi di intervento, le precisioni ed i rapporti di ricaduta. Devono inoltre essere condotte le prove funzionali in presenza di arco intermittente definite in D.3.3.4.2.

Qualora la protezione direzionale di terra sia basata su correnti secondarie fornite da TO non automaticamente idonei, e quindi non conformi a quanto indicato in D.2.2.1.2, deve essere inoltre verificato il suo corretto funzionamento con la protezione direzionale collegata al secondario del TA toroidale a sua volta percorso dalla corrente di prova primaria, nelle condizioni di prova di cui al paragrafo D.2.2.1.2, per quanto applicabili.

D.2.4.7.2 Prove di compatibilità elettromagnetica

Le prove di compatibilità elettromagnetica sono riportate nella seguente Tab. 13.

Tabella 13 – Prove di compatibilità elettromagnetica

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli di Prova	Norme
ISOLAMENTO E EMC	Tenuta ad impulso	Categoria di sovratensione IV	CEI EN 60255-5
	Rigidità dielettrica	Tensione di prova 2 kV per i circuiti in c.a.	CEI EN 60255-5
	Resistenza di isolamento	≥100 MΩ a 500 V c.c.	CEI EN 60225-5
	Scariche elettriche	Scarica a contatto livello 3 Scarica in aria livello 3	CEI EN 61000-4-2
	Ring Wave	livello 3	CEI EN 61000-4-12
	Onde oscillatorie smorzate	livello 2	
	Transitori veloci	livello 4	CEI EN 61000-4-4
	Surge 1,2-50/8-20	livello 3	CEI EN 61000-4-5 CEI EN 61000-4-5/A1
	Campo magnetico a frequenza di rete	livello 5	CEI EN 61000-4-8 CEI EN 61000-4-8/A1
	Campo magnetico oscillatorio smorzato	livello 4	CEI EN 61000-4-10 CEI EN 61000-4-10/A1
	Campi elettromagnetici irradiati a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-3 CEI EN 61000-4-3/IS1
	Campi elettomagnetici irradiati da radiotelefoni digitali	livello 3	
	Brevi interruzioni dell'alimentazione ausiliaria	livello 0% t = 0,05 s	CEI EN 61000-4-29
	Buchi di tensione	livello 50% t = 0,1s	
	Variazioni di tensione	U_n ± 20%; t = 10 s	
	Tensione a frequenza di rete	livello 3	CEI EN 61000-4-16 CEI EN 61000-4-16/A1
	Disturbi condotti 15Hz-150HZ	livello 3	
	Disturbi condotti indotti da campi a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-6 CEI EN 61000-4-6/A1 CEI EN 61000-4-6/IS1

D.2.4.7.3 Prove di compatibilità ambientale

Le prove di compatibilità ambientale sono riportate nella seguente Tab. 14.

Tabella 14 – Prove di compatibilità ambientale

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli di Prova		Norme
CLIMATICHE	Apparecchiatura non alimentata	Caldo secco	(+70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40 ± 2) °C; (93 ± 3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25°C, TB = 70°C; durata esp. 3 h+ 3h	CEI EN 60068-2-14
	Apparecchiatura alimentata	Caldo secco	(+ 70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40 ± 2)°C; (93 ± 3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25 °C; TB = 70°C durata esp. 3h+3h	CEI EN 60068-2-14
MECCANICHE	Immunità alle vibrazioni	Limite inf. 10 Hz Lim. Sup. 500 Hz Accelerazione 10 m/s^2 Amp. di spost. 0,075 mm		CEI EN 60068-2-6
	Vibrazioni aleatorie a larga banda	–		CEI EN 60068-2-64

D.2.4.7.4 Prove di sovraccaricabilità dei circuiti di misura

Circuiti amperometrici di fase:

Per i circuiti amperometrici di fase la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a 3 I_n, quella transitoria (1s) deve essere superiore o uguale a 50 I_n.

Circuiti amperometrici omopolari:

Per i circuiti amperometrici omopolari la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a 1,2 I_n, quella transitoria (per 1 s) deve essere superiore o uguale a 50 I_n.

Circuiti voltmetrici:

Per i circuiti voltmetrici, la sovraccaricabilità deve essere:

- permanente ≥1,3 V_n;
- transitoria (1 s) ≥2 V_n.

D.2.5 Conformità delle apparecchiature

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore medesimo, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 20 anni dall'ultima produzione,. La medesima documentazione deve comunque essere resa disponibile al Distributore a cura del Costruttore sul proprio sito web.

La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo.

L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) previste deve avvenire presso un laboratorio accreditato secondo EN 17025 da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA) (in Italia l'Ente accreditante è il SINAL).

Le prove funzionali possono in alternativa avvenire:

a) presso il laboratorio di cui sopra, oppure

b) presso i laboratori del costruttore, o laboratori esterni non accreditati.

In questo caso (lettera b), le prove devono avvenire sotto la sorveglianza e responsabilità di apposito organismo certificatore che abbia i requisiti della EN 45011 o, in alternativa, sotto la sorveglianza e responsabilità del laboratorio accreditato SINAL presso il quale sono state fatte le prove EMC.

Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

D.3 Caratteristiche del SPG integrato

Il presente articolo definisce i requisiti di un Sistema di Protezione Generale integrato (nel seguito, SPG integrato) destinato ad equipaggiare il Dispositivo Generale di Utenti di Media Tensione.

In attesa della definizione di specifiche norme di prodotto, il SPG integrato deve comunque essere realizzato a regola d'arte.

Il Costruttore dovrà dichiarare il campo di applicazione (inteso come intervallo di tensioni e correnti primarie) entro il quale il dispositivo potrà essere utilizzato.

Le prove funzionali, di compatibilità ambientale e addizionali devono essere effettuate sul SPG inteso come insieme funzionale (PG + trasduttori di corrente di fase e/o omopolari e/o di tensione).

D.3.1 Prescrizioni funzionali per il SPG integrato

Nel presente articolo sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova per verificare l'idoneità di un SPG integrato.

La rispondenza delle prestazioni del SPG integrato sarà verificata secondo quanto indicato nel presente paragrafo; tale rispondenza dovrà essere garantita in tutto il campo di applicazione (inteso come intervallo di tensioni e correnti primarie) dichiarato dal Costruttore.

Le verifiche saranno riferite esplicitamente a tutto il sistema di protezione (composto da relé, trasduttori di corrente ed eventuali trasduttori di tensione), che deve essere identificato in maniera inequivocabile nei rapporti di prova

D.3.1.1 Prescrizioni funzionali per la protezione di massima corrente di fase

Il SPG deve prevedere una protezione di massima corrente almeno a tre soglie temporizzabili in esecuzione almeno bipolare. Ciascuna soglia deve poter essere esclusa in modo indipendente dalle altre. Le caratteristiche delle suddette protezioni sono di seguito elencate.

- Tempo base (di intervento) pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto (per grandezze d'ingresso pari a 1,2 volte il valore d'intervento tarato); deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 50 ms. I tempi di intervento indicati di seguito sono comprensivi del tempo base d'intervento più l'eventuale ritardo intenzionale.

- Campi di regolazione: i campi di regolazione[95] previsti sono di seguito riportati (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le regolazioni sono quelli massimi ammissibili).
  - Prima soglia[96] (*I*>):
    ⇒ Valore (20% ÷ 120%), a gradini di 5%;
    ⇒ Caratteristica a tempo dipendente (tempo molto inverso, in accordo alla IEC 60255, VIT).
  - Seconda soglia (*I*>>):
    ⇒ Valore (20% ÷ 500%), a gradini di 10%;
    ⇒ Caratteristica a tempo indipendente;
    ⇒ Tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s, a gradini di 0,05 s.
  - Terza soglia (*I*>>>):
    ⇒ Valore (80% ÷ 1500%), a gradini di 20%;
    ⇒ Caratteristica a tempo indipendente;
    ⇒ Tempo di intervento (0,05 ÷ 0,2) s, a gradini di 0,05 s.

Gli errori limite per le grandezze sono:

- errore limite sulla corrente ≤10 %;
- variazione dell'errore limite ≤3%;
- tempo di ricaduta ≤100 ms;
- rapporto di ricaduta ≥0,9;
- errore limite sui tempi ≤3%±20 ms;
- variazione dell'errore limite ≤1,5%±10 ms.

D.3.1.2 Prescrizioni funzionali per la protezione di massima corrente omopolare[97]

Il SPG integrato deve prevedere una protezione di massima corrente omopolare con due soglie temporizzabili e regolabili in modo completamente indipendente fra loro. Le caratteristiche della suddetta protezione sono di seguito elencate.

- Tempo base di intervento pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto (per grandezze d'ingresso pari a 1,2 volte il valore d'intervento tarato); deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 50 ms. I tempi di intervento indicati di seguito sono comprensivi del tempo base.
- Protezione di massima corrente di terra: la corrente nominale In deve essere compatibile con i dispositivi di acquisizione delle grandezze primarie. I campi di regolazione previsti sono i seguenti (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le regolazioni sono quelli massimi ammissibili; i valori sono dati in grandezze primarie):
  - Prima soglia (I_0>):
    ⇒ valore (1 ÷ 20 A), a gradini di 0,5 A;
    ⇒ tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s, a gradini di 0,05 s.

(95) I campi di regolazione, indicati in valori secondari, sono calcolati nell'assunzione di impiegare trasduttori di fase con correnti primarie da 100 A a 600 A. Qualora il SPG dovesse impiegare trasduttori di fase di corrente nominale primaria al di fuori dei valori sopra indicati, è comunque necessario garantire la possibilità di regolare il SPG, in modo da coprire i seguenti campi di grandezze primarie: da 200 A a 500 A per I>>; da 500 A a 1500 A per I>>>.

(96) La prima soglia deve essere attivata a discrezione del Distributore.

(97) La protezione di massima corrente omopolare è richiesta a prescindere dalla consistenza dell'impianto Utente.

COPIA

- Seconda soglia[98] (I_0>>):
  - ⇒ valore (10 ÷ 500 A), a gradini di 10 A;
  - ⇒ tempo di intervento (0,05 ÷ 0,2) s, a gradini di 0,05 s.

Le caratteristiche del SPG sono:

- errore limite sulla corrente come da Tabella seguente:

Tabella 15 – Errori SPG integrato per massima corrente omopolare

Corrente primaria [A]	Errore di rapporto (%)
1[99]	±10
5	±6
100	±6
2000 (sicuro intervento)	Non tarabile

- variazione dell'errore limite ≤3 %;
- tempo di ricaduta ≤100 ms;
- rapporto di ricaduta ≥0,9;
- errore limite sui tempi ≤3% ± 20 ms;
- variazione dell'errore limite ≤1,5% ± 10 ms.

D.3.1.3 Prescrizioni funzionali per la protezione direzionale di terra[100]

La protezione direzionale di massima corrente omopolare deve prevedere due soglie di intervento finalizzate alla selezione dei guasti monofasi a terra, una in caso di funzionamento della rete con neutro compensato, e l'altra con neutro isolato. Ciascuna delle soglie deve poter essere esclusa in modo indipendente dall'altra.

Le caratteristiche della suddetta protezione sono di seguito elencate.

- Tempo base (di intervento) pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto; deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 80 ms. I tempi di intervento indicati di seguito sono comprensivi del tempo base d'intervento più l'eventuale ritardo intenzionale.

I campi di regolazione previsti sono i seguenti (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le regolazioni sono quelli massimi ammissibili; i valori sono dati in grandezze primarie per le correnti, in percentuale della tensione nominale per le tensioni).

- Prima e seconda soglia:
  - I_0 (1 A ÷ 10 A) a gradini di 0,5 A;
  - U_0 (1% ÷ 40%) a gradini di 1%;
  - settore di intervento definito da due angoli (0° ÷ 360°) a gradini di 1°;
  - tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s a gradini di 0,05 s.

(98) La seconda soglia è finalizzata all'eliminazione rapida dei guasti doppi monofase a terra. Tale soglia può essere basata sulla corrente secondaria di un solo trasduttore ovvero sulla corrente omopolare ottenuta come somma vettoriale delle correnti secondarie dei tre trasduttori di fase.

(99) Qualora la protezione contro i guasti monofase a terra sia realizzata dall'SPG integrato con la funzione di protezione direzionale di terra, la protezione di massima corrente omopolare deve rispondere a quanto riportato in Tabella ad eccezione di quanto prescritto per la prova con I_0 = 1 A.

(100) La protezione direzionale contro i guasti a terra è prevista solo per impianti Utente il cui contributo capacitivo al guasto esterno superi valori predeterminati.

Gli errori limite sono dati nella Tabella seguente:

Tabella 16 – Errori SPG integrato per direzionale di terra

Corrente e tensione V [p.u.] - I [A primari]	Errore complessivo (%)	Errore di fase [°]
0,02 - 1	40	20
0,02 – 2	35	15
0,05 – 2	25	12
0,3 - 5	20	10
1 - 100	15	8
n.a.-2000	10	n.a.

- variazione dell'errore limite ≤3%;
- tempo di ricaduta ≤100 ms;
- rapporto di ricaduta ≥0,9;
- errore limite sui tempi ≤3% ± 20 ms;
- variazione dell'errore limite ≤1,5% ± 10 ms;

L'eventuale commutazione da direzionale di terra a 51N (per i motivi esposti in 8.4.1) dovrà avvenire entro 1 s. Entro pari tempo dovrà essere ripristinata la funzionalità 67N al ritorno delle condizioni previste in 8.4.1.

D.3.1.4 Comandi di apertura interruttore

Il SPG integrato deve essere munito di un contatto NA in assenza di alimentazione ausiliaria. Tale contatto, qualora associato a un circuito di comando a mancanza di tensione, deve risultare chiuso in presenza della tensione ausiliaria; qualora invece associato a un circuito di comando a lancio di corrente, tale contatto NA deve risultare aperto in presenza di alimentazione ausiliaria.

Il comando di apertura dell'interruttore deve permanere fino al ricadere dello stato logico di scatto che l'ha determinato e comunque per un tempo minimo di 150 ms (per garantire l'apertura dell'interruttore).

D.3.1.5 Segnalazioni locali

Le segnalazioni locali devono consistere in:

- una segnalazione differenziata di relé in funzione o in anomalia;
- un segnale memorizzato di scatto generico protezione di massima corrente di fase, massima corrente di terra, direzionale di terra;
- una segnalazione di posizione interruttore, che indichi interruttore aperto o chiuso, sulla PG o sul fronte quadro.

D.3.2 Prove e certificazioni del SPG integrato

Il dispositivo deve essere dotato di marcatura CE.

Le prove da effettuare sul dispositivo si dividono in:

- prove funzionali;
- prove di compatibilità elettromagnetica;
- prove di compatibilità ambientale.

Deve essere certificato, con le modalità in seguito indicate al punto D.3.5, il superamento delle prove di cui ai paragrafi seguenti.

COP.

D.3.3 Prove funzionali

Lo scopo delle prove funzionali descritte nel presente paragrafo è quello di verificare la capacità del SPG integrato di riconoscere i guasti che possono verificarsi in una rete MT di Utente.

Le prove funzionali consistono in:

- verifica funzioni;
- misura della precisione delle soglie di intervento e ricaduta;
- misura della precisione dei tempi di intervento e di ricaduta.

Le prove da eseguire riguardano quindi il riconoscimento dei fenomeni di guasto (monofase a terra, doppio monofase a terra, arco intermittente e guasto polifase).

I transitori rappresentativi delle suddette prove sono stati suddivisi nelle seguenti categorie:

- transitori di guasto polifase;
- transitori di guasto monofase;
- transitori di guasto doppio monofase;
- transitori di arco intermittente.

Le prove funzionali comprenderanno anche la risposta delle funzioni protettive a transitori di rete registrati in formato COMTRADE. I relativi file sono disponibili sul sito del CEI (Tab. 22 e/o Tab. 23).

Per quanto riguarda l'arco intermittente, sono presi in considerazione alcuni casi con durata inferiore a 80 ms e altri con durata superiore, per verificare l'eventuale capacità di rilevazione e di insensibilità nei confronti di guasti intermittenti.

I guasti (monofasi a terra) sono ipotizzati attorno al passaggio dello zero della tensione di fase; questa condizione, seppure poco probabile, rappresenta in generale una condizione più critica per il dispositivo SPG (nel caso di rete compensata la corrente di guasto - e quindi omopolare misurata sulla linea sede di guasto - presenta la massima componente unidirezionale). I casi di guasto monofase sono ipotizzati a differenti resistenze di guasto secondo quanto specificato nel seguito.

In generale, salvo eventuali eccezioni descritte nel seguito, si deve predisporre un circuito di prova realizzato mediante i trasduttori di corrente di fase, di corrente omopolare e di tensione ed i cavi di collegamento (tipologia, sezione e lunghezza) che saranno effettivamente installati nel SPG reale; le grandezze si applicano, generalmente, al primario dei trasduttori. Alcuni esempi ed indicazioni possibili sono riportati in D.3.3.1.

La validità della certificazione si riferisce esclusivamente alla precisa configurazione del SPG oggetto delle prove cui la certificazione si riferisce. Una qualsiasi variazione determina il decadimento della validità della certificazione.

D.3.3.1 Esempio di possibile modalità di verifica della soglia direzionale di terra in SPG integrati che facciano uso di 3 trasduttori di corrente di fase

Nel caso in cui il SPG integrato preveda l'utilizzo di tre distinti sensori di corrente di fase (condizione prevista in alternativa all'utilizzo di due TA di fase + un TA omopolare) la corrente residua non può essere misurata direttamente, ma deve essere ricavata dalle tre misure di corrente di fase. Nel caso in cui i valori assoluti delle tre correnti di fase (correnti di carico) siano elevati[101], la necessità di ricostruire la corrente residua con la precisione (in modulo e fase) richiesta comporta la necessità di disporre di TA con errori estremamente contenuti. Ciò vale in particolare per gli errori di fase.

La necessità di questi valori così contenuti porta anche un evidente problema dal punto di vista della verifica funzionale del SPG integrato; è chiaro infatti che dovendo verificare la precisione dell'SPGI con prove di laboratorio è necessario disporre di generatori di segnale in grado di generare forme d'onda di corrente sinusoidale con una precisione elevatissima, oltre i valori limite di precisione disponibili anche sui migliori dispositivi di prova presenti sul mercato[102].

---

(101) In teoria le tre correnti di fase possono avere valore fino a qualche centinaio di Ampere primari (valore di soglia della funzione di massima corrente *I*>>).

(102) Devono essere utilizzati dispositivi con errori dichiarati come "tipici" per i **canali in corrente** sull'intero range di emissione non superiori a **0,025%** per quanto riguarda il modulo e non superiori a **0,1°** per quanto riguarda l'angolo.

La conclusione di tutto questo è che, normalmente, non risulta possibile verificare funzionalmente con una prova "diretta" le precisioni richieste in D.3.1.3.

D'altra parte, risultando la corrente omopolare ricavata dalla lettura di 3 correnti di fase, risulta non realistico ed assolutamente non indicativo del reale comportamento del SPG integrato fare transitare la sola corrente omopolare in un solo trasduttore di corrente di fase ai fini della valutazione degli errori delle soglie di intervento in regime statico (una volta accertato il rispetto degli errori richiesti in regime statico, le rimanenti prove funzionali possono, invece, essere condotte applicando la sola corrente omopolare ad un singolo trasduttore di corrente).

Per ovviare a quanto sopra una possibile modalità di prova è descritta nel seguito.

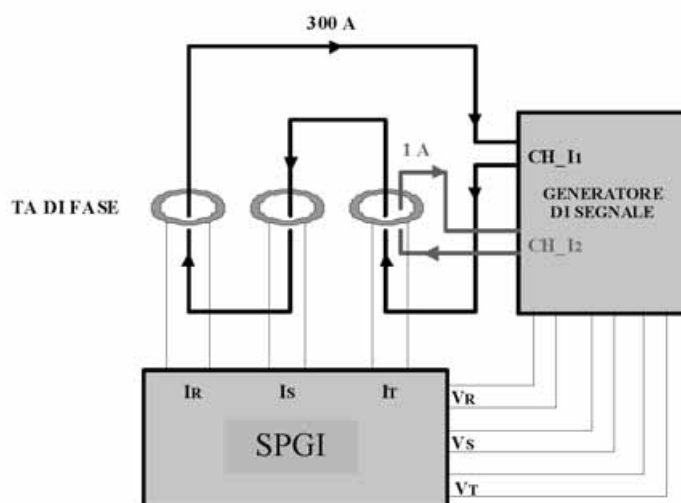



Figura 27 – Due possibili metodi alternativi equivalenti di prova per la verifica della precisione della soglia direzionale del SPG integrato con 3 sensori di corrente di fase, in presenza di elevate correnti di carico

Attraverso un unico conduttore (quindi un unico canale di corrente del generatore di segnale) passante in tutte e tre i traduttori di corrente fase con il medesimo verso, alimentare il sistema al valore di corrente di carico prevista (es. 300 A[103]. In questo modo i tre TA risultano attraversati esattamente dalla stessa corrente.

Attraverso un'opportuna predisposizione SW dell'SPG integrato, imporre che le correnti misurate dal secondo e dal terzo TA di fase risultino sfasate esattamente di –120° e +120° rispettivamente. Questa "predisposizione" deve essere un'operazione puramente numerica, fatta *a valle* della misura di modulo e fase delle due correnti in questione e solo in fase di verifica degli errori ai fini della presente Norma. In presenza di questa correzione SW (funzionale, evidentemente, alla sola verifica di cui al presente paragrafo) la corrente residua calcolata dal SPG integrato dovrebbe essere in teoria nulla; per meglio dire il valore risultante rappresenta l'insieme degli errori *del solo complesso dei tre TA di fase* per il valore impostato di corrente primaria.

(103) In realtà 300 A equivalenti, come già accennato, ottenuti, ad esempio, realizzando più spire concatenate con i trasduttori di corrente

In queste condizioni, applicare, tramite

- un distinto canale di corrente ed un distinto circuito, passante in uno solo dei tre TA di fase, una corrente pari alla componente residua che si vuole provare
- i tre canali di tensione una tensione omopolare di ampiezza e fase, rispetto alla corrente residua, prefissata

ed eseguire la prova di precisione.

Con lo schema sopra descritto si ha il vantaggio di :

- evitare il problema della precisione *angolare* del generatore di segnale per quanto riguarda le correnti di fase (correnti di carico);
- disporre della precisione (in modulo e fase) del generatore direttamente sulla corrente residua (in questo caso le precisioni generalmente disponibili risultano sovrabbondanti).

In alternativa è possibile ricorrere agli schemi di Fig. 28 o Fig. 29 nei quali con un'unica sorgente trifase (trasformatore con alimentazione a tensione variabile) viene realizzato un circuito trifase connesso a stella con centro stella <u>isolato</u> sulle cui fasi sono inseriti i tre TA dell'SPGI in prova[104]. Nel conduttore di una delle tre fasi (o comunque all'interno del terzo TA), si inietta, tramite un generatore di corrente di adeguata precisione, una corrente aggiuntiva:

- di ampiezza prefissata, pari alla soglia di corrente residua che si vuole provare (es. 1 A o 2 A),
- di fase nota rispetto alla tensione omopolare creata attraverso le tre tensioni di fase (valore pari al 120% della regolazione impostata) e si rileva, sempre in modulo e fase, la corrente residua misurata dal dispositivo al variare della corrente principale alimentante (nel campo 0-300 A). Questa componente residua deve coincidere con la corrente aggiuntiva a meno degli errori del SPG integrato relativi alla misura della corrente.

Poiché le correnti della sorgente trifase e quella aggiuntiva creata possono non essere isofrequenziali, può essere necessario effettuare preliminarmente una misura della frequenza (con adeguata precisione) della sorgente trifase ed adeguare di conseguenza la frequenza della corrente aggiuntiva (sincronizzazione).

Questa metodologia, valida per SPGI con tre TA di fase con misura diretta delle tre correnti di fase (Fig. 28) o inseriti con schema Holmgreen (Fig. 29), non richiede alcuna modifica SW per il dispositivo.

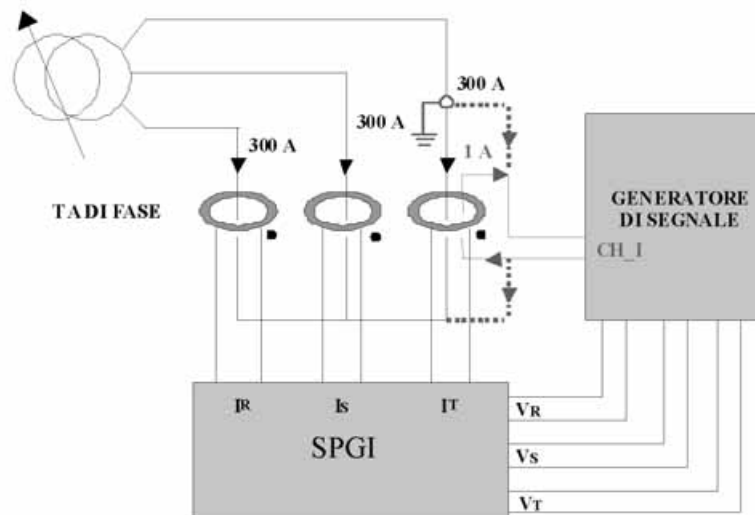



Figura 28 - Schema di prova per la verifica della precisione della soglia direzionale dell'SPGI con 3 TA di fase (con misura diretta della tre correnti di fase).

(104) Il collegamento a centro stella isolato garantisce che la componente omopolare delle correnti di alimentazione è pari a zero.

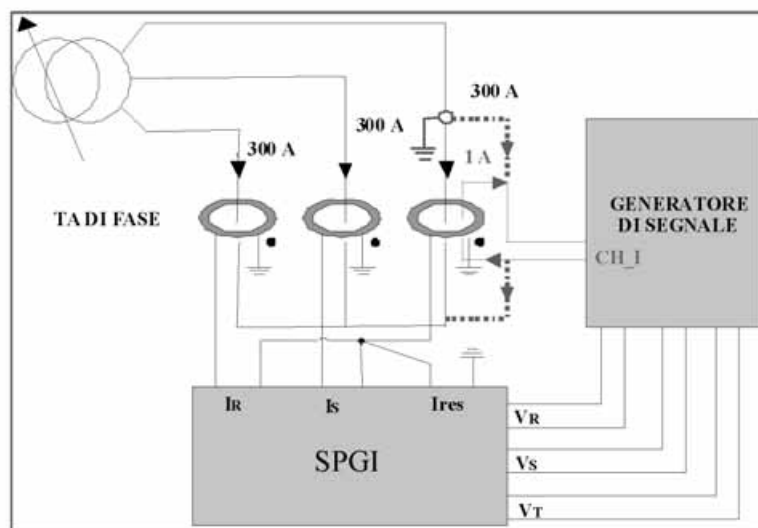



Figura 29 - Schema di prova per la verifica della precisione della soglia direzionale dell'SPGI con 3 TA di fase (con schema di inserzione Holmgreen per la misura diretta della corrente residua).

D.3.3.2 Prove di guasto polifase

La rete da prendere in considerazione è a 20 kV a neutro isolato con estensione tale da avere 200 A di corrente capacitiva fase-terra. Si tratta di realizzare guasti bifasi a terra di opportuna resistenza di guasto tale da ottenere le correnti di guasto indicate in Tab. 17.

Le prove sono elencate in Tab. 17 e ciascuna prova consiste nel fornire al SPG correnti primarie sulle fasi R e/o S e/o T (comunque vanno provate, singolarmente od insieme, tutte le fasi).

La regolazione della PG (soglie di massima corrente) deve essere:

- soglia *I*>>: 200 A primari, T_{int} = 430 ms;
- soglia *I*>>>: 500 A primari, $T_{int} \leq$ 50 ms.

Tensioni e correnti di prova sono riportate nella seguente Tab. 17.

Tabella 17 – Prove di guasto polifase

Prova	Corrente di guasto (A r.m.s.)	Ampiezza componente unidirezionale primaria	Risultato atteso
1	9000 A (primari) ± 5%	9000 $\sqrt{2}$ A ± 5%, costante di tempo 20 ms ± 5% (inizio transitorio sullo 0 di tensione, massima componente unidirezionale)	Scatto soglia *I*>>> entro 50 ms
2	1350 A (primari)	1350 $\sqrt{2}$ A ± 5%, costante di tempo 20 ms ± 5% (inizio transitorio sullo 0 di tensione, massima componente unidirezionale)	Scatto soglia *I*>>> entro 50 ms
3	600 A (primari) ± 5%	600 $\sqrt{2}$ A ± 5% 20 ms ± 5% (inizio transitorio sullo 0 di tensione, massima componente unidirezionale)	Scatto soglia *I*>>> entro 50 ms
4	240 A (primari) ± 5%	0 A ± 5%	Scatto soglia *I*>> entro 430 ms
5	180 A (primari)		Nessuno scatto

D.3.3.3 Prove di guasto monofase a terra

La rete presa in considerazione è a 20 kV. Si tratta di guasti monofasi a terra con resistenza di guasto opportuna e ciascuna prova consiste nel fornire al SPG:

- correnti primarie di fase oppure con la corrente omopolare nel caso di SPG con funzione di massima corrente omopolare,
- correnti di fase oppure corrente omopolare, tensioni di fase oppure tensione omopolare nel caso di SPG con funzione direzionale di terra e massima corrente omopolare.

D.3.3.3.1 Prove su SPG con protezione di massima corrente omopolare

La regolazione della funzione massima corrente omopolare della PG deve essere:

- soglia I_0> pari a 2 A primari, tempo di intervento = 380 ms;
- soglia I_0>> pari a 80 A primari, tempo di intervento = 100 ms.

Le prove da effettuare sono riportate di seguito.

Prove con rete a 20 kV, neutro isolato

Si devono simulare guasti monofasi a terra con resistenza di guasto e caratteristiche della rete indicate in Tab. 18.

Tabella 18 – Prove di guasto monofase a NI per protezione di max corrente omopolare

Prova	Corrente di guasto monofase a terra della rete a NI	Rg [Ω]	Risultato atteso
1	20 A	0	Scatto soglia I_0>
2	20 A	1000	Scatto soglia I_0>
3	20 A	2000	Scatto soglia I_0>
4	20 A	5000	Nessuno scatto
5	40 A	0	Scatto soglia I_0>
6	40 A	1000	Scatto soglia I_0>
7	40 A	2000	Scatto soglia I_0>
8	40 A	5000	Nessuno scatto
9	100 A	0	Scatto soglia I_0>>
10	100 A	1000	Scatto soglia I_0>
11	100 A	2000	Scatto soglia I_0>
12	100 A	5000	Nessuno scatto
13	200 A	0	Scatto soglia I_0>>
16	200 A	5000	Nessuno scatto

Prove con rete a 20 kV, neutro compensato

Si devono simulare guasti monofasi a terra con resistenza di guasto e caratteristiche della rete indicate indicata in Tab. 19.

Tabella 19 – Prove di guasto monofase a NC per protezione di max corrente omopolare

Prova	Corrente di guasto monofase a terra della rete a NI	Grado di comp.	Rg [Ω]	Risultato atteso
1	100 A	65 %	0	Scatto soglia I_0>
2	100 A	65 %	1000	Scatto soglia I_0>
3	100 A	65 %	2000	Scatto soglia I_0>
4	100 A	65 %	7000	Nessuno scatto
5	200 A	95 %	0	Scatto soglia I_0>
6	200 A	95 %	1000	Scatto soglia I_0>
7	200 A	95 %	2000	Scatto soglia I_0>
8	200 A	95 %	7000	Nessuno scatto
9	300 A	135 %	0	Scatto soglia I_0>>
10	300 A	135 %	1000	Scatto soglia I_0>
11	300 A	135 %	2000	Scatto soglia I_0>
12	300 A	135 %	7000	Nessuno scatto
13	500 A	100 %	0	Scatto soglia I_0>>
14	500 A	100 %	1000	Scatto soglia I_0>
15	500 A	100 %	2000	Scatto soglia I_0>
16	500 A	100 %	7000	Nessuno scatto

D.3.3.3.2 Prove su SPG con direzionale di terra

La regolazione del PG direzionale di terra deve essere:

- soglia 67N.S1: U_0 = 5%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 61° ÷ 250°, T_{int} = 380 ms
- soglia 67N.S2: U_0 = 2%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 50° ÷ 130°, T_{int} = 100 ms
- soglia I_0>> = 150 A primari, T_{int} = 100 ms.

Le prove da effettuare sono riportate di seguito.

Prove con rete a 20 kV, neutro isolato

La rete presa in considerazione è a 20 kV a neutro isolato. Si tratta di guasti monofasi a terra con resistenza di guasto e caratteristiche della rete indicate in Tab. 20.

Tabella 20 – Prove di guasto monofase a neutro isolato per direzionale di terra

Prova	Corrente di guasto monofase a terra della rete a NI	Rg [Ω]	Risultato atteso
1	100 A	0	Scatto soglia 67N.S2
2	100 A	1000	Scatto soglia 67N.S2
3	100 A	2000	Scatto soglia 67N.S2
4	100 A	5000	Nessuno scatto
5	300 A	0	Scatto soglia 67N.S2
6	300 A	1000	Scatto soglia 67N.S2
7	300 A	2000	Scatto soglia 67N.S2
8	300 A	5000	Nessuno scatto

Ciascuna prova elencata in Tabella deve essere ripetuta fornendo alla protezione direzionale di terra le tensioni e le correnti relative[105] ad un guasto a monte del punto in cui è posizionato il SPG stesso (linea sana). In tutti questi i casi il SPG non deve attuare alcuno scatto.

Prove con rete a 20 kV, neutro compensato

La rete presa in considerazione è a 20 kV a neutro compensato. Si tratta di guasti monofasi a terra con resistenza di guasto e caratteristiche della rete indicate in Tab. 21.

Tabella 21 – Prove di guasto monofase a neutro isolato per direzionale di terra

Prova	Corrente di guasto monofase a terra della rete a NI	Grado di comp.	Rg [Ω]	Risultato atteso
1	100 A	65 %	0	Scatto soglia 67N.S1
2	100 A	65 %	1000	Scatto soglia 67N.S1
3	100 A	65 %	2000	Scatto soglia 67N.S1
4	100 A	65 %	7000	Nessuno scatto
5	200 A	95 %	0	Scatto soglia 67N.S1
6	200 A	95 %	1000	Scatto soglia 67N.S1
7	200 A	95 %	2000	Scatto soglia 67N.S1
8	200 A	95 %	7000	Nessuno scatto
9	300 A	135 %	0	Scatto soglia 67N.S1
10	300 A	135 %	1000	Scatto soglia 67N.S1
11	300 A	135 %	2000	Scatto soglia 67N.S1
12	300 A	135 %	7000	Nessuno scatto
13	500 A	100 %	0	Scatto soglia 67N.S1
14	500 A	100 %	1000	Scatto soglia 67N.S1
15	500 A	100 %	2000	Scatto soglia 67N.S1
16	500 A	100 %	7000	Nessuno scatto

D.3.3.4 Prove con arco intermittente

La rete presa in considerazione è a 20 kV, estensione tale da fornire 300 A capacitivi, con l'esercizio del neutro e le caratteristiche dell'arco intermittente indicate in Tab. 22 e in Tab. 23.

Per i transitori di guasto in presenza di arco intermittente vengono fornite le tensioni di fase (o tensione omopolare), correnti di fase (o corrente omopolare) da considerare

La modellizzazione dell'arco utilizzata, relativamente semplice, consiste in un guasto che, innescatosi per una tensione fase-terra di opportuno valore, mantiene una certa resistenza per una parte di ciclo; tale resistenza poi è fatta crescere molto rapidamente portando in circa 1 ms all'estinzione del guasto stesso.

Le simulazioni si differenziano per la durata del fenomeno e per l'ipotesi di innesco dell'arco.

(105) Per precisazioni sulle modalità si veda D.3.3.1. In alcuni casi può essere valutata, previa analisi di dettaglio che attesti l'assoluta equivalenza delle prove e che costituirà parte integrante della documentazione di prova, l'applicazione di segnali di tensione di valore ridotto direttamente ai trasduttori di tensione e/o tramite circuiti esterni addizionali.

D.3.3.4.1 Prove su SPG integrato con protezione di massima corrente omopolare

Se la protezione contro i guasti a terra prevede la funzione direzionale di terra le prove successive non devono essere effettuate.

La regolazione del SPG (funzione massima corrente di terra) deve essere:

– soglia I_0> pari a 2 A primari, T_{int} = 250 ms;

– soglia I_0>> pari a 40 A primari, $T_{int} = T_{base\ di\ intervento} \leq 80$ ms.

Tabella 22– Prove di arco intermittente per protezione di max corrente omopolare

Prova	Stato del neutro	Durata arco int. T_{int}	Risultato atteso
1	NI	<40 ms	nessuno scatto
2	NI	>80 ms	I_0>>
3	NI	1 s	I_0>>
4	NI	1 s	I_0>
5	NC	<40 ms	nessuno scatto
6	NC	>80 ms	I_0>>
7	NC	1 s	I_0>>
8	NC	1 s	I_0>

Gli archi intermittenti simulati tramite i files COMTRADE (Tab. 22 e/o Tab. 23) prevedono una serie di adescamenti ed estinzioni del guasto, intervallati opportunamente. Il SPG integrato deve essere in grado di comportarsi secondo quanto descritto in Tabella anche in presenza di tali momentanee estinzioni dell'arco.

D.3.3.4.2 Prove su SPG con protezione direzionale di terra

La regolazione del SPG integrato (funzione massima corrente di terra direzionale) deve essere:

– soglia 67N.S1: U_0 = 5%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 61° ÷ 250°, T_{int} = 250 ms

– soglia 67N.S2: U_0 = 2%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 50° ÷ 130°, $T_{int} = T_{base\ di\ intervento} \leq 80$ ms

– soglia I_0>> pari a 150 A primari, T_{int} = 1 s

Tabella 23 – Prove di arco intermittente per protezione direzionale di terra

Prova	Stato del neutro	Durata arco int. T_{int}	Risultato atteso	Note
1	NI	<40 ms	nessuno scatto	
2	NI	>80 ms	Scatto soglia 67N.S2	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S1
3	NI	1 s	Scatto soglia 67N.S2	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S1
4	NI	1 s	Scatto soglia 67N.S2	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S1
5	NC	<40 ms	nessuno scatto	
6	NC	>80 ms	Scatto soglia 67N.S1	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S2
7	NC	1 s	Scatto soglia 67N.S1	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S2
8	NC	1 s	Scatto soglia 67N.S1	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S2

Gli archi intermittenti simulati tramite i files COMTRADE (Tab. 22 e/o Tab.23) prevedono una serie di adescamenti ed estinzioni del guasto, intervallati opportunamente. Il SPG integrato deve essere in grado di comportarsi secondo quanto descritto in Tabella anche in presenza di tali momentanee estinzioni dell'arco.

Il test funzionale consiste, per ciascun transitorio, in due prove, ottenute alimentando il dispositivo rispettivamente con le grandezze relative ad una linea guasta (guasto a valle del SPG integrato, linea 1 del file COMTRADE) e con le grandezze relative ad una linea sana (guasto a monte del SPG integrato, linea 2 del file COMTRADE). I risultati della Tabella precedente sono relativi ad i guasti a valle del SPG integrato (linea 1). Non è ammesso alcun intervento della protezione per guasto a monte del SPG integrato (linea 2).

D.3.4 Prove di compatibilità e addizionali

Le prove di compatibilità elettromagnetica sono elencate nella seguente Tab. 24

Tabella 24 – Prove di compatibilità elettromagnetica

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli di Prova	Norme
ISOLAMENTO E EMC	Tenuta ad impulso	Categoria di sovratensione IV	CEI EN 60255-5
	Rigidità dielettrica	Tensione di prova 2 kV per I circuiti in c.a.	CEI EN 60255-5
	Resistenza di isolamento	≥100 MΩ a 500 V c.c.	CEI EN 60225-5
	Scariche elettrostatiche	Scarica a contatto livello 3 Scarica in aria livello 3	CEI EN 61000-4-2
	Ring Wave	livello 3	CEI EN 61000-4-12
	Onde oscillatorie smorzate	livello 2	
	Transitori veloci	livello 4	CEI EN 61000-4-4
	Surge 1,2-50/8-20	livello 3	CEI EN 61000-4-5 CEI EN 61000-4-5/A1
	Campo magnetico a frequenza di rete	livello 5	CEi EN 61000-4-8 CEI EN 61000-4-8/A1
	Campo magnetico oscillatorio smorzato	livello 4	CEI EN 61000-4-10 CEI En 61000-4-10/A1
	Campi elettromagnetici irradiati a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-3 CEI EN 61000-4-3/IS1
	Campi elettomagnetici irradiati da radiotelefoni digitali	livello 3	
	Brevi interruzioni dell'alimentazione ausiliaria	livello 0% t = 0,05 s	CEI EN 61000-4-29
	Buchi di tensione	livello 50% t = 0,1 s	
	Variazioni di tensione	U_n ± 20%; t = 10 s	
	Tensione a frequenza di rete	livello 3	CEI EN 61000-4-16 CEI EN 61000-4-16/A1
	Disturbi condotti 15Hz-150HZ	livello 3	
	Disturbi condotti indotti da campi a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-6 CEI EN 61000-4-6/A1 CEI EN 61000-4-6/IS1

Le prove di compatibilità ambientale sono elencate nella seguente Tab. 25.

Tabella 25 – Prove di compatibilità ambientale

Tipo	Dettaglio	Note/Livello di Prova		Norme
CLIMATICHE	Apparecchiatura non alimentata	Caldo secco	(+70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40 ± 2) °C; (93 ± 3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25°C, TB = 70°C; durata esp. 3 h+ 3h	CEI EN 60068-2-14
	Apparecchiatura alimentata	Caldo secco	(+ 70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40 ± 2)°C; (93 ± 3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25 °C; TB = 70°C; durata esp. 3h+3h	CEI EN 60068-2-14
MECCANICHE	Immunità alle vibrazioni	Limite inf. 10 Hz Lim. Sup. 500 Hz Accelerazione 10 m/s^2 Amp. di spost. 0,075 mm		CEI EN 600068-2-6
	Vibrazioni aleatorie a larga banda	–		CEI EN 60068-2-64

Inoltre, per provare correttamente un sensore integrato TA – TV, sono necessarie le seguenti prove addizionali:

- PROVA DI TENUTA AD IMPULSO ATMOSFERICO A SECCO - CEI EN 60383-2; par. 6, 9, 12.1 (per quanto applicabile). La prova deve effettuarsi su 3 sensori collegati all'unità elettronica di elaborazione, con la stessa alimentata ed attiva. La prova si considera superata se i tre sensori non risultano danneggiati e non vengono emessi interventi intempestivi;
- INFIAMMABILITÀ: il materiale utilizzato per il rivestimento dei sensori deve superare la prova di infiammabilità prevista nella Norma CEI EN 60695- 11-10 (ex IEC 60707), ed essere in classe VO, utilizzando il metodo B (ex FV).

D.3.5 Conformità delle apparecchiature

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore medesimo, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 20 anni dall'ultima produzione. La medesima documentazione deve comunque essere resa disponibile al Distributore a cura del Costruttore sul proprio sito web.

COP

La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo.

L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) previste deve avvenire presso un laboratorio accreditato secondo EN 17025 da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA) (in Italia l'Ente accreditante è il SINAL).

Le prove funzionali possono in alternativa avvenire:

a) presso il laboratorio di cui sopra, oppure

b) presso i laboratori del costruttore, o laboratori esterni non accreditati.

In questo caso (lettera b), le prove devono avvenire sotto la sorveglianza e responsabilità di apposito organismo certificatore che abbia i requisiti della EN 45011 o, in alternativa, sotto la sorveglianza e responsabilità del laboratorio accreditato SINAL presso il quale sono state fatte le prove EMC.

Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

Tabella 26 – Esempio di verifica di TA di fase con corrente secondaria di 5 A (la colonna in giallo si riferisce a TA automaticamente idonei)

Corrente nominale primaria I_{pn} [A]	100	150	200	250	300	400	500	600
Corrente nominale secondaria I_{sn} [A]	5	5	5	5	5	5	5	5
Prestazione nominale P_n [VA] (1)	30	30	15	15	10	10	10	10
Classe di precisione	5P	5P	5P	5P	5P	5P	5P	5P
Fattore limite di precisione F (2)	20	20	30	30	30	30	30	20
Tensione nominale di riferimento per l'isolamento U_m [kV]	24	24	24	24	24	24	24	24
Corrente termica nominale permanente	1.2 I_{pn}	1.2 I_{pn}	1.2 I_{pn}	1.2 I_{pn}	1.2 I_{pn}	1.2 I_{pn}	1.2 I_{pn}	1.2 I_{pn}
Corrente termica nominale di corto circuito I_{th} per 1 s [kA]	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Corrente nominale dinamica I_{din} [kA]	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
Stima della resistenza secondaria degli avvolgimenti del TA R_{ta} [Ω] (3)	0,100	0,145	0,190	0,233	0,276	0,360	0,442	0,524
Lunghezza complessiva dei conduttori tra TA e PG: L [m]	5	5	5	5	5	5	5	5
Sezione dei conduttori di collegamento tra TA e PG: S [mm^2]	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Resistenza dei conduttori di collegamento del TA al relè di protezione R_{col} [Ω] (4)	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
Assorbimento dell'ingresso amperometrico del relè di protezione P_r [VA] (5)	1	1	1	1	1	1	1	1
Prestazione applicata al secondario del TA P [VA] (6)	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450
Fattore limite di precisione effettivo F ' (7)	164,71	132,37	95,68	85,87	60,74	54,55	50,50	31,76
Linearità del TA sino ad una corrente primaria I'_p [kA] (8)	16,47	19,85	19,14	21,47	18,22	21,82	25,25	19,06
Durata del cortocircuito t [s] (9)	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Energia specifica di cort circuito trasferita sul secondario del TA $(I^2t)_{cc}$ [A^{2}s] (10)	195.313	86.806	48.828	31.250	21.701	12.207	7.813	5.425
Sovraccaricabilità transitoria (1 s) dei circuiti ampermetrici riferita alla I_n dei circuiti stessi [k] (11)	100	100	50	50	50	50	50	50
Sovraccaricabilità transitoria del relè di protezione $(I^2t)_{relè}$ [A^{2}s] (12)	250.000	250.000	62.500	62.500	62.500	62.500	62.500	62.500
Sovraccaricabilità transitoria dei collegamenti al relè di protezione $(I^2t)_{col}$ [A^{2}s] (13)	476.100	476.100	476.100	476.100	476.100	476.100	476.100	476.100
Verifica di tenuta al cto cto del secondario del TA (14)	Positiva	Positiva	Positiva	Positiva	Positiva	Positiva	Positiva	Positiva
Tempo di saturazione secondo la Norma CEI EN 60044-6 (T_{sat}) [ms] (15)	10	11	10	11	10	11	10	10
Verifica alla saturazione dovuta alla componente unidirezionale (T_{sat}>=10 ms)	Positiva	Positiva	Positiva	Positiva	Positiva	Positiva	Positiva	Positiva

Tabella 27 – Esempio di verifica di TA di fase con corrente secondaria di 1 A (la colonna in giallo si riferisce a TA automaticamente idonei)

Corrente nominale primaria I_{pn} [A]	**100**	**150**	**200**	**250**	**300**	**400**	**500**	**600**
Corrente nominale secondaria I_{sn} [A]	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**
Prestazione nominale P_n [VA] [1]	**15**	**10**	**10**	**10**	**5**	**5**	**5**	**5**
Classe di precisione	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**
Fattore limite di precisione F [2]	**20**	**30**	**20**	**20**	**30**	**30**	**20**	**20**
Tensione nominale di riferimento per l'isolamento U_m [kV]	*24*	*24*	*24*	*24*	*24*	*24*	*24*	*24*
Corrente termica nominale permanente	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*
Corrente termica nominale di cortocircuito I_{th} per 1 s [kA]	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*
Corrente nominale dinamica I_{dyn} [kA]	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*
Stima della resistenza secondaria degli avvolgimenti del TA R_{ta} [Ω] [3]	*0,998*	*1,453*	*1,896*	*2,330*	*2,758*	*3,599*	*4,424*	*5,237*
Lunghezza complessiva dei conduttori tra TA e PG: L [m]	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
Sezione dei conduttori di collegamento tra TA e PG: S [mm^2]	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**4,0**
Resistenza dei conduttori di collegamento del TA al relè di protezione R_{col} [Ω] [4]	*0,027*	*0,027*	*0,027*	*0,027*	*0,027*	*0,027*	*0,027*	*0,027*
Assorbimento dell'ingresso amperometrico del relè di protezione P_r [VA] [5]	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*
Prestazione applicata al secondario del TA P [VA] [6]	*1,027*	*1,027*	*1,027*	*1,027*	*1,027*	*1,027*	*1,027*	*1,027*
Fattore limite di precisione effettivo F ' [7]	*157,98*	*138,56*	*81,41*	*73,46*	*61,49*	*55,77*	*34,58*	*32,69*
Linearità del TA sino ad una corrente primaria I'_p [kA] [8]	**15,80**	**20,78**	**16,28**	**18,36**	**18,45**	**22,31**	**17,29**	**19,61**
Durata del cortocircuito t [s] [9]	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Energia specifica di cortocircuito trasferita sul secondario del TA $(I^2 t)_{cc}$ [A^{2}s] [10]	7.813	3.472	1.953	1.250	868	488	313	217
Sovraccaricabilità transitoria (1 s) dei circuiti ampermetrici riferita alla I_n dei circuiti stessi [k] [11]	**100**	**100**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**
Sovraccaricabilità transitoria del relè di protezione $(I^2t)_{relè}$ [A^{2}s] [12]	10.000	10.000	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Sovraccaricabilità transitoria dei collegamenti al relè di protezione $(I^2 t)_{col}$ [A^{2}s] [13]	211.600	211.600	211.600	211.600	211.600	211.600	211.600	211.600
Verifica di tenuta al cto cto del secondario del TA [14]	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**
Tempo di saturazione secondo la Norma CEI EN 60044-6 (T_{sat}) [ms] [15]	**10**	**11**	**10**	**10**	**10**	**11**	**10**	**10**
Verifica alla saturazione dovuta alla componente unidirezionale (T_{sat}>=10 ms)	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Note riferite a Tab. 26 e Tab. 27

(1) Valori normalizzati CEI EN 60044-1: 2,5 - 5 - 10 - 15 - 30 VA.

(2) Valori normalizzati CEI EN 60044-1: 5 - 10 - 15 - 20 – 30.

(3) R_{ta} = 0,84(I_{pn}/1000)exp(0,925) per TA con I_{sn} = 5 A (v. CEI 11-35), R_{ta} = 8,4(I_{pn}/1000)exp(0.925) per TA con I_{sn} = 1 A. È opportuno che il valore esatto venga fornito dal costruttore, in quanto può essere significativamente diverso dai valori stimati.

(4) R_{col} = 0,0216L/S per conduttori in rame a 75°.

(5) Assorbimento massimo ammesso per la PG nel presente Allegato.

(6) $P = R_{col}I_{sn}^2+Pr$

(7) Calcolo del fattore limite di precisione effettivo (alla prestazione applicata sul secondario del TA) secondo la CEI 11-35: $F' = F(R_{ta}I_{sn}^2 + P_n)/(R_{ta}I_{sn}^2 + P)$.

(8) $I'_p = I_{pn} F'$ è la corrente limite di precisione in A alla prestazione applicata (vedi Norma CEI EN 60044-1), fino alla quale il TA mantiene l'errore composto entro il limite del 5% della classe 5P.

(9) Si considera convenzionalmente una durata del cortocircuito di 0,5 s,

(10) Si considera una corrente di cortocircuito primaria di 12,5 kA.

(11) Nel presente Allegato il valore richiesto è pari a 50 I_n per 1 s. Il relé deve essere certificato per gli eventuali valori maggiori necessari per il superamento della presente verifica.

(12) Corrispondente a $(k\ I_n)^2$ per 1 s. Il relé deve essere certificato per gli eventuali valori differenti rispetto alle prescrizioni minime del presente Allegato che si rendano necessari per il superamento della presente verifica.

(13) Pari a K^2S^2 con K = 115 assumento conduttori isolati in PVC (vedi CEI 11-17).

(14) La verifica di tenuta al cortocircuito dei collegamenti e del relé di protezione ha esito positivo se sono entrambe soddisfatte le condizioni $(I^2t)_{cc} \leq (I^2t)$ relé e $(I^2t)_{cc} \leq (I^2t)_{col}$

(15) Il tempo di saturazione è calcolato come da Norma CEI EN 60044-6, nell'ipotesi di guasto bifase con costante di tempo primaria di 20 ms.

D.4 Sistema di controllo e registrazione associato alla PG

Nel presente paragrafo sono definite le caratteristiche che deve possedere un dispositivo di memorizzazione degli eventi da associare alla PG al fine di essere utilizzato per le attività di controllo da parte del Distributore. Il dispositivo realizzato secondo le presenti prescrizioni si intende idoneo a soddisfare quanto prescritto dalla Delibera 247/04 (art. 33.15) per quanto attiene le informazioni relative alla PG. Le necessità di impiego del dispositivo qui specificato sono dettagliate al paragrafo 8.5.12.3.

D.4.1 Caratteristiche

Il dispositivo per la memorizzazione degli eventi (in seguito, logger) ha la funzione di permettere la verifica del corretta disponibilità del SPG a intervenire, basandosi sul controllo dello stato di funzionamento della PG, in termini di:

1. presenza del collegamento tra PG e logger;
2. presenza dell'alimentazione del logger;
3. presenza dell'alimentazione del relé;
4. presenza e continuità del circuito di comando;
5. soglie di regolazione impostate dall'installazione in poi;
6. eventi che hanno causato l'attivazione della PG;
7. eventi che hanno causato l'emissione del comando di apertura al DG;
8. funzionalità del relé;
9. presenza dei circuiti amperometrici;
10. presenza dei circuiti voltmetrici.

I punti da 1 a 4 costituiscono i requisiti minimi del logger ai fini della presente Norma; i punti da 1 a 7 costituiscono i requisiti per ritenere idoneo il logger ai fini della delibera sopra citata; i punti rimanenti sono facoltativi.

La memorizzazione degli eventi sopra citati completi di data e ora (minuti secondi) deve estendersi per almeno cento eventi e deve avvenire su un supporto interno non sovrascrivibile dall'Utente; deve essere consentita la lettura della memoria e l'impostazione della data e dell'ora mediante un'interfaccia resa disponibile dal fornitore del logger (per esempio, mediante il proprio sito web).

L'elenco degli eventi registrati deve essere esportato in un formato testo con la seguente sintassi:

"data" virgola di separazione "ora minuti secondi" virgola di separazione "messaggio evento"

a titolo di esempio, nel caso di intervento del PG si ha:

12-10-2007, 9.55.23, intervento prima soglia di fase

nel caso di modifica della regolazione del PG si ha:

12-10-2007, 9.55.23, prima soglia di fase 150 A

L'acquisizione degli eventi può avvenire sia tramite ingressi digitali sia tramite la rete di comunicazione eventualmente disponibile sul DG.

Ai fini della sincronizzazione degli eventi, fa fede l'ora (minuti secondi) riscontrata all'atto del controllo da parte del Distributore.

Il logger può essere incorporato nella PG piuttosto che costituire un dispositivo separato dal relé stesso. In quest'ultimo caso, il logger deve registrare tra gli eventi anche le disconnessioni dalla PG.

La scansione temporale degli eventi deve avere cadenza massima di 10 s.

D.4.2 Funzioni del data logger

D.4.2.1 Presenza del collegamento tra PG e logger (solo se il logger non è incorporato nella PG)

Il logger deve memorizzare data e ora sia del suo eventuale scollegamento dalla PG.

D.4.2.2 Presenza dell'alimentazione del logger (solo se il logger non è incorporato nella PG)

Il logger deve memorizzare data e ora sia della sua messa in funzione sia dell'eventuale perdita di alimentazione.

D.4.2.3 Presenza dell'alimentazione della PG

Viene controllata tramite l'acquisizione del contatto di autodiagnosi (watchdog) che deve lavorare in sicurezza positiva.

D.4.2.4 Presenza e continuità del circuito di sgancio

La funzione deve rilevare:

- la continuità del circuito;
- la perdita di alimentazione;
- la non complementarietà dei contatti di posizione.

D.4.2.5 Soglie di regolazione impostate sul PG dall'installazione in poi

Devono risultare in termini di corrente e tempo inferiori o uguali alle soglie imposte dal Distributore.

D.4.2.6 Eventi che hanno causato l'attivazione della PG

Devono essere registrati i seguenti eventi:

- avviamento prima soglia di fase (se prevista);
- avviamento seconda soglia di fase;
- avviamento terza soglia di fase;
- avviamento prima soglia di terra;
- avviamento seconda soglia di terra;
- avviamento prima soglia direzionale di terra (se prevista);
- avviamento seconda soglia direzionale di terra (se prevista).

D.4.2.7 Eventi che hanno causato l'emissione del comando di sgancio al DG

Devono essere registrati i seguenti eventi:

- intervento prima soglia di fase (se prevista);
- intervento seconda soglia di fase;
- intervento terza soglia di fase;
- intervento prima soglia di terra;
- intervento seconda soglia di terra;
- intervento prima soglia direzionale di terra (se prevista);
- intervento seconda soglia direzionale di terra (se prevista).

D.4.2.8 Funzionalità del relé

Viene controllata tramite l'acquisizione del contatto di autodiagnosi (Watch-dog) che deve lavorare in sicurezza positiva.

D.4.2.9 Presenza dei circuiti amperometrici

La funzione controllo TA consente di controllare la catena completa di misura delle correnti di fase:

- i rilevatori di corrente di fase;
- il collegamento dei rilevatori corrente di fase alla PG;
- gli ingressi analogici di corrente di fase del PG.

Il controllo viene conseguito, ad esempio, con il seguente principio: alla perdita della fase 1 (corrente inferiore a 1% di I_n) e con le correnti nella fase 2 e 3 nei parametri nominali (corrente maggiore del 5% di I_n e inferiore a 120% di I_n) e l'angolo di sfasamento tra I_2 e I_3 prossimo ai 120° si ha la segnalazione della perdita del TA della fase 1.

Analogamente, si deve operare ai fini del il controllo delle altre due fasi.

D.4.2.10 Presenza dei circuiti voltmetrici

La funzione controllo TV (Trasformatore di tensione) consente di controllare la catena completa di misura delle tensioni di fase e omopolare:

- i trasformatori di tensione;
- il collegamento dei TV alla PG;
- gli ingressi analogici tensione della PG.

COP.

Questa funzione elabora le seguenti anomalie:

- perdita parziale delle tensioni di fase, ad esempio tramite presenza di tensione inversa e assenza di corrente inversa;
- perdita di tutte le tensioni di fase, rilevata mediante presenza di corrente su una delle tre fasi, assenza di tutte le tensioni misurate;

- sgancio della protezione dei TV fase (e/o TV residuo), rilevata mediante acquisizione su un ingresso logico del contatto di intervento fusibile o del contatto ausiliario dell'interruttore di protezione dei TV;
- perdita parziale della tensione omopolare, ad esempio con il seguente principio:
  - presenza di anomalia della tensione di fase e presenza della tensione omopolare calcolata tramite la somma vettoriale delle tre tensioni di fase;
  - acquisizione su un ingresso logico del contatto di intervento fusibile o del contatto ausiliario dell'interruttore di protezione dei TV.

D.4.3 Prove funzionali

Qualora siano previste le relative funzioni, il logger deve superare con esito positivo le seguenti prove:

- rimozione e successivo ripristino del collegamento con la PG;
- rimozione e successivo ripristino dell'alimentazione del logger;
- rimozione e successivo ripristino dell'alimentazione della PG ;
- rimozione e successivo ripristino del circuito di comando;
- variazione della soglia 50;
- variazione della soglia 51;
- variazione della soglia 51N;
- attivazione forzata del watchdog;
- iniezione di corrente (secondaria) del 120% della soglia 50;
- iniezione di corrente (secondaria) del 120% della soglia 51;
- iniezione di corrente (secondaria) del 120% della soglia 51N;
- rimozione e successivo ripristino di un circuito amperometrico di fase;
- rimozione e successivo ripristino del circuito amperometrico di terra.

Le prove si intendono superate qualora il logger registri correttamente il tipo di evento occorso e il relativo tempo di accadimento.

Le specifiche modalità di prova da impiegare sono allo studio; il Costruttore dell'apparecchiatura deve indicare le modalità di prova del proprio logger, in maniera che le prove siano ripetibili e i risultati controllabili.

D.4.4 Conformità delle apparecchiature

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore medesimo, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 20 anni dall'ultima produzione. La medesima documentazione deve comunque essere resa disponibile al Distributore a cura del Costruttore sul proprio sito web.

La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo.

L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) previste deve avvenire presso un laboratorio accreditato secondo EN 17025 da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA) (in Italia l'Ente accreditante è il SINAL).

Le prove funzionali possono in alternativa avvenire:

a) presso il laboratorio di cui sopra, oppure

b) presso i laboratori del costruttore, o laboratori esterni non accreditati.

In questo caso (lettera b), le prove devono avvenire sotto la sorveglianza e responsabilità di apposito organismo certificatore che abbia i requisiti della EN 45011 o, in alternativa, sotto la sorveglianza e responsabilità del laboratorio accreditato SINAL presso il quale sono state fatte le prove EMC.

Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

-INE

Allegato E
(normativo)

Caratteristiche del Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)

Nel presente Allegato sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova del Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI).

La specificazione delle caratteristiche e delle eventuali modalità di prova si rende indispensabile date le significative necessità di affidabilità e rapidità di intervento che il SPI deve garantire nel caso di guasti esterni all'impianto dell'Utente attivo, allo scopo di eliminare nel più breve tempo possibile il contributo al guasto dato dallo stesso Utente attivo.

E.1 Caratteristiche del sistema di protezione di interfaccia (SPI)

La protezione di interfaccia ha lo scopo di separare la parte di impianto Utente attivo comprendente il generatore in caso di:

- guasti esterni alla rete di Utente (dopo l'apertura dell'interruttore di CP in testa linea);
- apertura dell'interruttore di CP in testa alla linea.

A tale fine, sono impiegate protezioni di:

- minima/massima frequenza;
- minima/massima tensione;
- massima tensione omopolare.

Per consentire una più affidabile esclusione del gruppo in caso di apertura dell'interruttore di CP in testa alla linea, in previsione di una gestione attiva delle reti di distribuzione, è necessario che la protezione di intrerfaccia sia in grado ricevere segnali esterni finalizzati alla abilitazione/disabilitazione di una o più soglie protettive.

E.2 Trasduttori di misura (TV)

I trasformatori di tensione per protezioni di massima/minima tensione o frequenza, collegati fra le fasi, devono avere una classe di precisione 3P, fattore di tensione 1,3 per 30 s ed una prestazione nominale di almeno 5 VA.

I trasformatori di tensione per la protezione di massima tensione omopolare sono costituiti da una terna di TV collegati fase-terra con le stesse caratteristiche di quelli indicati in D.2.3.1. Qualora sia presente una terna di TV ai fini della protezione direzionale di terra che agisce sul DG, può essere utilizzata la stessa terna ai fini della protezione di massima tensione omopolare associata al DDI.

E.3 Caratteristiche delle protezioni

E.3.1 Composizione del sistema

Il SPI deve prevedere:

- una protezione di minima tensione;
- una protezione di massima tensione;
- una protezione di minima frequenza;
- una protezione di massima frequenza;
- una protezione di massima tensione omopolare;
- un relé di scatto.

E.3.2 Protezione di minima tensione concatenata (27)

La protezione di minima tensione deve controllare almeno due tensioni concatenate.

Gli ingressi ed i campi di regolazione sono indicati nella Tab. 28.

Tabella 28 – Ingressi e campi di regolazione prot. 27 per SPI

Tensione nominale d'ingresso	Tensione secondaria del TV
Frequenza nominale	50 Hz
Soglia 27.S1	(0,5÷1) V_n a gradini di 0,01 V_n
Tempo di intervento soglia 27.1	(0,05÷1) s a gradini di 0,01s
Soglia 27.S2 (attivazione opzionale)	(0,5÷1) V_n a gradini di 0,01 V_n
Tempo di intervento soglia 27.2	(1÷60) s a gradini di 1 s

La soglia 27.S1 è quella normalmente attiva. La soglia 27.S2 deve poter essere abilitata/disabilitata tramite un comando esterno su ingresso dedicato. Il comando deve escludere/includere contemporaneamente la soglia 27.S1.

E.3.3 Protezione di massima tensione concatenata (59)

La protezione di massima tensione deve controllare almeno due tensioni concatenate (logica OR). Gli ingressi ed i campi di regolazione sono indicati nella Tab. 29.

Tabella 29 – Ingressi e campi di regolazione prot. 59 per SPI

Tensione nominale d'ingresso	Tensione secondaria del TV
Frequenza nominale	50 Hz
Soglia 59.S1	(1÷1,5) V_n a gradini di 0,01 V_n
Tempo di intervento soglia 59.1	(0,05÷1) s a gradini di 0,01s
Soglia 59.S2 (attivazione opzionale)	(1÷1,5) V_n a gradini di 0,01 V_n
Tempo di intervento soglia 59.2	(1÷60) s a gradini di 1 s

La soglia 59.S1 è quella normalmente attiva. La soglia 59.S2 deve poter essere inclusa tramite un comando esterno che esclude contemporaneamente la soglia 59.S1.

E.3.4 Protezione di minima frequenza (81<)

La protezione di minima frequenza deve controllare almeno una tensione concatenata. Gli ingressi ed i campi di regolazione sono indicati nella Tab. 30.

Tabella 30 – Ingressi e campi di regolazione prot. 81< per SPI

Tensione nominale d'ingresso	Tensione secondaria del TV
Frequenza nominale	50 Hz
Soglia 81< S1	47÷50 Hz a gradini di 0,01 Hz
Tempo di intervento soglia 81< S1	(0,1÷1) s a gradini di 0,01 s
Soglia 81< S2 (attivazione opzionale)	(47÷50) V_n a gradini di 0,01 Hz
Tempo di intervento soglia 27.2	(1÷60) s a gradini di 1 s

La soglia 81< S1 è quella normalmente attiva. La soglia 81< S2 deve poter essere inclusa/esclusa tramite un comando esterno su ingresso dedicato. Il comando deve escludere/includere contemporaneamente la soglia 81< S1.

La protezione deve essere insensibile a transitori di frequenza, dovuti ad esempio a variazioni significative di carico, di durata minore o uguale a 40 ms.

La protezione deve funzionare correttamente nel campo di tensione in ingresso compreso tra 0,2 V_n e 1,3 V_n e deve essere inibita per tensioni in ingresso inferiori a 0,2 V_n.

E.3.5 Protezione di massima frequenza (81>)

La protezione di minima frequenza deve controllare almeno una tensione concatenata.

Gli ingressi ed i campi di regolazione sono indicati nella Tabella 31.

Tabella 31 – Ingressi e campi di regolazione prot. 81> per SPI

Tensione nominale d'ingresso	Tensione secondaria del TV
Frequenza nominale	50 Hz
Soglia 81> S1	50÷52 Hz a gradini di 0,01 Hz
Tempo di intervento soglia 81< S1	(0,05÷1)s a gradini di 0,01 s
Soglia 81> S2 (attivazione opzionale)	(50÷52) V_n a gradini di 0,01 Hz
Tempo di intervento soglia 27.2	(1÷60) s a gradini di 1 s

La soglia 81> S1 è quella normalmente attiva. La soglia 81> S2 deve poter essere inclusa/esclusa tramite un comando esterno su ingresso dedicato. Il comando deve escludere/includere contemporaneamente la soglia 81> S1. La protezione deve essere insensibile a transitori di frequenza, dovuti ad esempio a variazioni significative di carico, di durata minore o uguale a 40 ms.

La protezione deve funzionare correttamente nel campo di tensione in ingresso compreso tra 0,2 V_n e 1,3 V_n e deve essere inibita per tensioni in ingresso inferiori a 0,2 V_n.

E.3.6 Protezione di massima tensione omopolare ($59V_0$)

La protezione di massima tensione omopolare deve essere ad una soglia di intervento. Sono accettabili anche protezioni che hanno in ingresso grandezze proporzionali alle tre tensioni di fase e che ricostruiscono al loro interno la tensione omopolare. Gli ingressi ed i campi di regolazione sono indicati nella Tab. 32.

Tabella 32 – Ingressi e campi di regolazione prot. $59V_0$

Tensione nominale d'ingresso	Tensione secondaria del triangolo aperto dei TV
Frequenza nominale	50 Hz
Soglia $59V_0$.S1	(0,1÷0,4) V_n a gradini di 0,01 V_n
Tempo di intervento soglia $59V_0$.S1	(5÷30) s a gradini di 5 s

L'ingresso del segnale di tensione omopolare deve essere provvisto di filtro passa banda con frequenza centrata a 50 Hz e con un'attenuazione maggiore o uguale a 60 dB per decade di frequenza.

E.3.7 Errori limite per le grandezze di intervento

Protezione	Rapporto di ricaduta	Tempo di ricaduta	Errore limite variazione	Errore limite
27	≤1,05	≤0,1 s	5%	3%
59	≤0,95	≤0,1 s	5%	3%
81<	≤1,002	≤0,1 s	20 mHz	20 mHz
81>	≤0,998	≤0,1 s	20 mHz	20 mHz
$59V_0$	≤0,95	≤0,1 s	5%	3%

Errore limite sui tempi ≤3% ± 15 ms

Variazione dell'errore limite ≤1,5% ± 5 ms

E.3.8 Consumo e sovraccaricabilità dei circuiti voltmetrici di misura

Consumo dei circuiti voltmetrici di misura ≤ 1 VA.

Sovraccaricabilità dei circuiti voltmetrici.

- permanente ≥1,3 V_n;
- transitoria (1 s) ≥2 V_n.

E.3.9 Circuito di sgancio

Il circuito di sgancio deve essere a mancanza di tensione, cioè il contatto di scatto deve essere chiuso con le grandezze di misura entro il campo di non intervento e con la tensione di alimentazione del dispositivo entro i limiti previsti per il corretto funzionamento delle protezioni. Se una delle due condizioni non è verificata il contatto di scatto deve risultare aperto.

Il circuito di comando deve consentire l'apertura del dispositivo di interfaccia a seguito di intervento delle protezioni o guasto della protezione.

Le caratteristiche dei contatti del relé di scatto devono essere adeguate alle caratteristiche della bobina di minima tensione del dispositivo di interfaccia presente.

E.3.10 Segnalazioni

E' opportuno che la protezione di interfaccia sia in grado di memorizzare singolarmente gli scatti delle soglie intervenute correlandole all'istante di accadimento.

E.3.11 Prove

E.3.11.1 Prove funzionali

Le prove funzionali consistono in:

- verifica funzioni;
- misura della precisione delle soglie di intervento e ricaduta;
- misura della precisione dei tempi di intervento e di ricaduta.

Protezione di massima e minima tensione

Tutte le funzioni della protezione di massima e minima tensione devono essere verificate rilevando i tempi di intervento, le precisioni, i tempi di ricaduta ed i rapporti di ricaduta.

Protezione di massima e minima frequenza

Tutte le funzioni della protezione di massima e minima frequenza devono essere verificate rilevando i tempi di intervento, le precisioni, i tempi di ricaduta ed i rapporti di ricaduta.

Protezione di massima tensione omopolare

Tutte le funzioni della protezione di massima tensione omopolare devono essere verificate rilevando i tempi di intervento, le precisioni ed i rapporti di ricaduta.

E.3.11.1.1 Prescrizioni aggiuntive per le prove

Insensibilità alle armoniche del relé di frequenza

Per i relé di frequenza deve essere verificata l'insensibilità alle armoniche (dalla 2a alla 23a, in ragione del 15% del valore della fondamentale) applicate separatamente con diversi angoli di fase tra i quali almeno quelli in quadratura in anticipo ed in ritardo.

COP.

Insensibilità alle armoniche della protezione di massima tensione omopolare

Per la protezione di massima tensione omopolare deve essere verificato il comportamento in presenza di armoniche sulla tensione di alimentazione di entrata. La prova deve essere effettuata alimentando il relé con una tensione sinusoidale di 100 V alle frequenze distinte di 10 Hz e di 200 Hz; la protezione tarata alla minima tensione di intervento e al minimo tempo di intervento non deve intervenire.

E.3.11.2 Prove di compatibilità elettromagnetica

Le prove di compatibilità elettromagnetica sono riportate nella seguente Tab. 33.

Tabella 33 – Prove di compatibilità elettromagnetica

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli di Prova	Norme
ISOLAMENTO E EMC	Tenuta ad impulso	Categoria di sovratensione IV	CEI EN 60255-5
	Rigidità dielettrica	Tensione di prova 2 kV per i circuiti in c.a.	CEI EN 60255-5
	Resistenza di isolamento	≥100 MΩ a 500 V c.c.	CEI EN 60225-5
	Scariche elettrostatiche	Scarica a contatto livello 3 Scarica in aria livello 3	CEI EN 61000-4-2
	Ring Wave	livello 3	CEI EN 61000-4-12
	Onde oscillatorie smorzate	livello 2	
	Transitori veloci	livello 4	CEI EN 61000-4-4
	Surge 1,2-50/8-20	livello 3	CEI EN 61000-4-5 CEI EN 61000-4-5/A1
	Campo magnetico a frequenza di rete	livello 5	CEI EN 61000-4-8 CEI EN 61000-4-8/A1
	Campo magnetico oscillatorio smorzato	livello 4	CEI EN 61000-4-10 CEI En 61000-4-10/A1
	Campi elettromagnetici irradiati a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-3 CEI EN 61000-4-3/IS1
	Campi elettomagnetici irradiati da radiotelefoni digitali	livello 3	
	Brevi interruzioni dell'alimentazione ausiliaria	livello 0% t = 0,05 s	CEI EN 61000-4-29
	Buchi di tensione	livello 50% t = 0,1 s	
	Variazioni di tensione	U_n ± 20%; t = 10 s	
	Tensione a frequenza di rete	livello 3	CEI EN 61000-4-16 CEI EN 61000-4-16/A1
	Disturbi condotti 15Hz-150HZ	livello 3	
	Disturbi condotti indotti da campi a radiofrequnza	livello 3	CEI EN 61000-4-6 CEI EN 61000-4-6/A1 CEI EN 61000-4-6/IS1

E.3.11.3 Prove di compatibilità ambientale

Le prove di compatibilità ambientale sono riportate nella seguente Tab. 34.

Tabella 34 – Prove di compatibilità ambientale

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli di Prova		Norme
CLIMATICHE	Apparecchiatura non alimentata	Caldo secco	(+70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40 ± 2) °C; (93 ± 3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25°C, TB = 70°C; durata esp. 3 h+ 3h	CEI EN 60068-2-14
	Apparecchiatura alimentata	Caldo secco	(+ 70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40 ± 2)°C; (93 ± 3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25 °C; TB =70°C; durata esp. 3h+3h	CEI EN 60068-2-14
MECCANICHE	Immunità alle vibrazioni	Limite inf. 10 Hz Lim. Sup. 500 Hz Accelerazione 10 m/s^2 Amp. di spost. 0,075 mm		CEI EN 600068-2-6
	Vibrazioni aleatorie a larga banda	–		CEI EN 60068-2-64

E.3.11.4 Prove di sovraccaricabilità dei circuiti di misura e di alimentazione

Per i circuiti voltmetrici, la sovraccaricabilità deve essere:

- permanente ≥1,3 V_n;
- transitoria (1 s) ≥2 V_n.

E.3.12 Certificazione

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo.

L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) previste deve avvenire presso un laboratorio accreditato secondo EN 17025 da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA) (in Italia l'Ente accreditante è il SINAL).

Le prove funzionali possono in alternativa avvenire:

a) presso il laboratorio di cui sopra, oppure

b) presso i laboratori del costruttore, o laboratori esterni non accreditati.

In questo caso (lettera b), le prove devono avvenire sotto la sorveglianza e responsabilità di apposito organismo certificatore che abbia i requisiti della EN 45011 o, in alternativa, sotto la sorveglianza e responsabilità del laboratorio accreditato SINAL presso il quale sono state fatte le prove EMC.

Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, Vision 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

-INE

Allegato F
(informativo)

Potenza di cortocircuito nel punto di connessione

Il presente Allegato contiene informazioni utili[106] alla valutazione del valore minimo di esercizio di potenza di cortocircuito presente in un particolare punto di una rete di distribuzione MT all'atto della connessione di un cliente di potenza disponibile P_d.

In generale, non esiste un unico valore minimo di potenza di cortocircuito per tutti gli Utenti delle reti di distribuzione in media tensione. Il valore minimo di potenza di cortocircuito in un nodo dipende da diversi aspetti, tra cui la potenza nominale dell'Utente (passivo) e il suo profilo di assorbimento all'avvio dei propri carichi. In particolare, i livelli di potenza di cortocircuito (trifase minima di esercizio) tipicamente attesi sulle reti di distribuzione MT sono dati nella Tabella seguente (S_{cc} in rapporto alla potenza disponibile P_d dell'Utente, imponendo un limite del 5% alle variazioni rapide di tensione ammesse).

Tabella 35 – S_{cc} della rete in rapporto alla potenza disponibile P_d dell'Utente (reti MT)

P_d [kW]	100	250	630	1000	3000
S_{cc} [MVA]	8	14	30	40	54
Max assorbimento istantaneo (p.u. corrente nominale)	4	2,8	2,4	2	0,9

I valori riportati nelle Tabelle sono derivati da studi relativi al contenimento delle variazioni rapide della tensione in caso di transitori (tipicamente, di presa e rilascio di carico) attuati dall'Utente. Poiché tali transitori sono causati (potenzialmente) da una significativa quota degli Utenti delle reti, i valori di S_{cc} indicati sono suggeriti per Utenti il cui profilo di assorbimento è contenuto nel limite di max assorbimento indicato. Per Utenti con profili di assorbimento diversi o con potenza disponibile superiore a quella massima indicata in tabella, si deve procedere con analisi caso per caso.

In fase di connessione, si procede nel seguente modo:

- determinazione della S_{cc} ($S_{cc_rich_ut}$) in base alle Tabelle di cui sopra, in corrispondenza del valore di potenza disponibile richiesto dall'Utente;
- se la S_{cc} nel nodo prescelto per la connessione (S_{cc_rete}) è maggiore di $S_{cc_rich_ut}$, la connessione è possibile senza ulteriori verifiche;
- in caso contrario, è opportuna una verifica congiunta con l'Utente delle reali necessità di potenza di corto circuito in relazione al suo specifico profilo di assorbimento (avviamento motori, ecc).

A connessione avvenuta, qualora si registrino variazioni rapide superiori a quelle attese (5 %) da parte di Utenti collegati rispettando i valori della Tab. 35, si provvede a installare presso l'Utente uno strumento in grado di registrare, a partire da una data soglia di corrente:

- il valore massimo raggiunto dalla corrente in occasione di ciascun superamento;
- la durata dell'evento medesimo;
- il numero di eventi di superamento di tale soglia.

Il dispositivo deve tenere memoria degli ultimi 10000 eventi.

I valori da misurare sono valori efficaci della corrente su 20 ms aggiornati ogni 10 ms. Il monitoraggio è finalizzato a verificare il rispetto dei prelievi limite da parte dell'Utente; a tale fine, i transitori che l'Utente può causare sulla rete devono essere caratterizzati in termini di:

- massimo prelievo di corrente (in Ampere);
- massima durata del prelievo medesimo (in millisecondi);
- massima frequenza giornaliera di accadimento.

---

(106) Maggiori dettagli circa la metodologia impiegata sono contenuti in: "ASSESSMENT OF SHORT CIRCUIT POWER LEVEL IN HV AND MV NETWORKS WITH RESPECT TO POWER QUALITY" di V. Allegranza, A. Ardito, E. De Berardinis, M. Delfanti, L. Lo Schiavo – CIRED 2007, Vienna.

Allegato G
(informativo)

Informazioni da fornire circa la funzionalità e le regolazioni del SPG

Impianto utente:

Indirizzo:

Tensione di consegna: ...kV; PG installata: (marca e modello);

DG installato: (marca e modello)

Le regolazioni delle singole protezioni state effettuate secondo quanto prescritto da (nome società di distribuzione), impostando valori inferiori o uguali a quelli prescritti.

Protezione di massima corrente di fase		
Soglia *I*>: (se prevista)	valore impostato sulla PG: .....A	valore limite prescritto: ...A
Soglia *I*>>:	valore impostato sulla PG: .....A	valore limite prescritto: ...A
	tempo di elim. guasto: .....ms	valore limite prescritto: ...ms
Soglia *I*>>>:	valore impostato sulla PG: .....A	valore limite prescritto: ...A
	tempo di elim. guasto: .....ms	valore limite prescritto: ...ms
Protezione di massima corrente di terra		
Soglia I_0>:	valore impostato sulla PG: .....A	valore limite prescritto: ...A
	tempo di elim. guasto: .....ms	valore limite prescritto: ...ms
Soglia I_0>>: (se prevista)	valore impostato sulla PG: .....A	valore limite prescritto: ...A
	tempo di elim. guasto: .....ms	valore limite prescritto: ...ms

Protezione direzionale di terra: soglia per neutro isolato (NI): (se prevista)	
settore impostato sulla PG	settore limite prescritto: ...
Soglia V_0: valore impostato sulla PG: V	valore limite prescritto: ...V
Soglia I_0: valore impostato sulla PG: .....A	valore limite prescritto: ...A
tempo di elim. guasto: .....ms	valore limite prescritto: ...ms
Protezione direzionale di terra: soglia per neutro compensato (NC): (se prevista)	
settore impostato sulla PG	settore limite prescritto: ...
Soglia V_0: valore impostato sulla PG: V	valore limite prescritto: ...V
Soglia I_0: valore impostato sulla PG: .....A	valore limite prescritto: ...A
tempo di elim. guasto: .....ms	valore limite prescritto: ...ms

La prova di apertura del DG per azione del pulsante di comando ha dato esito positivo.

L'impianto è conforme alle disposizioni contenute nella Norma CEI 0-16, come eventualmente integrata da (nome società di distribuzione) in base alle deroghe approvate dall'AEEG.

COP.

Allegato C

Modalità per l'effettuazione e la presentazione della dichiarazione di adeguatezza

Parte I
Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza

La presente parte descrive i requisiti minimi che devono possedere DG (Dispositivo Generale) e SPG (Sistema di Protezione Generale) installati su impianti esistenti per essere considerati adeguati alle Regole Tecniche di Connessione, ai soli fini del rilascio della Dichiarazione di Adeguatezza.

A.1 Requisiti minimi del Dispositivo Generale (DG)

I DG installati su impianti esistenti devono:

a) consistere in un interruttore automatico + sezionatore, ovvero in un interruttore automatico in esecuzione estraibile, in condizioni di piena funzionalità e buono stato di conservazione/manutenzione dal punto di vista elettromeccanico;

b) avere potere di interruzione non inferiore a 12,5 kA (o valori superiori a seconda della I_{cc} trifase massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature comunicata dal Distributore);

c) avere un tempo di apertura dell'interruttore (inteso come tempo complessivo intercorrente tra l'applicazione del segnale in ingresso ai circuiti amperometrici del relè e il completamento dell'apertura dei contatti), misurato secondo le modalità di cui in A.3, non superiore a 200 ms.

Ulteriori requisiti, riguardanti il SPG, sono dettagliati nel seguito in paragrafi distinti a seconda che si tratti di DG equipaggiati con protezioni dirette (protezioni azionate dalla corrente primaria senza trasduttori) ovvero equipaggiati con protezioni indirette.

A.1.1 DG equipaggiati con protezioni dirette (di tipo elettromeccanico) contro i guasti di fase

Sono ritenuti adeguati ai fini del presente Allegato i DG equipaggiati con protezioni dirette di massima corrente ad azione meccanica con i seguenti requisiti:

- sia possibile implementare le regolazioni (I>> e I>>> ed eventualmente I>) richieste dal Distributore;
- siano dotati (dotabili) di bobina di apertura a mancanza di tensione (ovvero di bobina a lancio di corrente); in quest'ultimo caso, è necessaria un'apparecchiatura finalizzata agli eventuali controlli da parte del Distributore (c.d. data logger), da includere nella protezione indiretta per guasto a terra.

In tutti i casi, è accettabile che tali DG siano equipaggiati con una protezione indiretta contro i guasti a terra. Tale protezione (relè+TO) deve essere conforme alle prescrizioni date nella Norma CEI 0-16.

Una volta che il DG sia stato equipaggiato con protezione indiretta contro i guasti a terra, è necessario che il complesso DG+SPG superi la prova n. 2 (ed eventualmente 3) di cui al paragrafo A.3, relativa alla protezione 51N (eventualmente 67N).

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

A.1.2 DG equipaggiati con protezioni indirette autoalimentate di tipo elettronico contro i guasti di fase

Sono ritenuti adeguati ai fini del presente Allegato i DG equipaggiati con protezioni dirette di massima corrente con i seguenti requisiti:

- sia possibile implementare le regolazioni (I>> e I>>>) richieste dal Distributore;
- siano dotati (dotabili) di bobina di apertura a mancanza di tensione (ovvero di bobina a lancio di corrente con data logger, da includere nella protezione indiretta per guasto a terra);
- il tempo base della protezione dichiarato dal Costruttore non superi i 100 ms.

In questi casi, è accettabile che tali DG siano equipaggiati con una protezione indiretta contro i guasti a terra. Tale protezione (relé+TO) deve essere conforme alle prescrizioni date nella Norma CEI 0-16.

Una volta che il DG sia stato equipaggiato con protezione indiretta contro i guasti a terra, è necessario che il complesso DG+SPG superi la prova n. 2 (ed eventualmente 3) di cui al paragrafo A.3, relativa alla protezione 51N (eventualmente 67N).

A.1.3 DG equipaggiati con protezioni indirette non autoalimentate

Saranno ritenuti adeguati ai fini del presente Allegato i DG equipaggiati con protezioni indirette purché il relativo SPG possegga i requisiti di cui in A.1.3.

E' inoltre necessario che il complesso DG+SPG superi le prove di cui al paragrafo A.3 (prove 1 e 2 ed eventualmente 3).

A.2 Requisiti minimi del sistema di protezione generale

Il SPG deve possedere i requisiti specificati nei paragrafi seguenti circa il relè e i trasformatori di protezione.

A.2.1 Relè di protezione

A integrazione e/o deroga rispetto alle caratteristiche integrali del relè riportate nella Norma CEI 0/16, è ammesso che la PG abbia le seguenti caratteristiche:

- possibilità di implementare le regolazioni e le funzioni richieste dalla presente Norma, in particolare, 50 (I>>>), 51 (I>> e, se richiesta, I>) e 51N1 (I_0>) (eventualmente anche 51N2-I_0>> e 67N a seconda dello stato del neutro e dell'estensione della rete sottesa);
- sia equipaggiata con circuito di sgancio a mancanza di tensione o, in alternativa
- sia dotata di un'apparecchiatura finalizzata agli eventuali controlli da parte del Distributore (c.d. data logger).

A.2.2 Trasformatori di protezione

L'idoneità dei TA di fase deve essere accertata secondo quanto contenuto nella Guida CEI 11-35, verificando:

- l'adeguatezza della sezione dei cavi di collegamento fra il secondario del TA e la PG;
- la sovraccaricabilità transitoria degli ingressi amperometrici della PG stessa.

Sostanzialmente, il TA, nelle reali condizioni di installazione (tenendo conto di sezione e lunghezza dei conduttori fra secondario del TA e il RP, dell'autoconsumo del RP, delle prestazioni e delle altre caratteristiche del TA stesso, ecc.) deve essere lineare fino a correnti primarie:

- non inferiori a 4 volte la regolazione di I>>> richiesta dal Distributore, nel caso di protezioni statiche;

COPIA

- non inferiori a 2/3 della corrente di cortocircuito massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature dichiarata dal Distributore nel punto di connessione, nel caso di protezioni elettromeccaniche.

Inoltre, la corrente al secondario del TA in presenza di correnti non inferiori a 2/3 della corrente di cortocircuito massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature dichiarata dal Distributore nel punto di connessione (tenendo conto del rapporto di trasformazione nominale del TA stesso) con durata pari ad 0,5 s non deve danneggiare né i cavi di collegamento fra il secondario del TA e il RP, né gli ingressi amperometrici dello stesso RP.

L'equivalenza della linearità dei TA è basata su semplici considerazioni elettrotecniche, indicate nella Guida CEI 11-35 per il calcolo del fattore limite di precisione effettivo dei TA.

Per quanto riguarda il TO: sulle reti a neutro isolato, sono considerati adeguati i TO esistenti, purché rispettino i requisiti vigenti all'atto dell'installazione.

Sulle reti a neutro compensato, sono considerati adeguati i TO esistenti, purchè, in associazione con il relè, rispettino i requisiti funzionali di cui all'Allegato D della Norma CEI 0/16. Il TO deve, quindi, sopportare la componente unidirezionale senza che la saturazione causi insensibilità o ritardi eccessivi allo scatto del relè (150 ms). Il rispetto di questa condizione può essere attestato solo da dichiarazione del costruttore del TO, ovvero da prove condotte con iniezione di correnti primarie come indicato in D.2.2 della CEI 0-16.

I TV destinati al rilievo della tensione omopolare per la eventuale protezione 67N,infine, devono possedere i requisiti indicati nella CEI 0-16, qualunque sia lo stato del neutro.

A.3 Prove sul complesso DG+PG (ai soli fini di accertare il tempo complessivo di eliminazione del guasto)

Le prove per accertare il requisito circa il tempo di apertura di cui in A.1 (prove 1, 2 ed eventualmente 3) sono esplicitate nell'allegato B della Norma CEI 0-16, unitamente ai risultati necessari ai fini del superamento delle prove medesime.

Per la protezione direzionale di terra, sono da effettuare le prove relative alla soglia 67NI sulle reti a neutro isolato; sono da effettuare le prove relative entrambe le soglie (67NI e 67NC) e sulla soglia I_0>> sulle reti a neutro compensato.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Parte II
Modalità (modulo fac-simile) per la presentazione della dich. di adeguatezza

Dati del cliente
Cliente___________________________________ Livello di tensione della fornitura ☐ AT ☐ MT

Tipo di utenza: ☐ cliente finale ☐ produttore ☐ autoproduttore

Potenza disponibile (kW)________________________ POD __________________________

Indirizzo ____________________________________ Provincia __________________

Recapiti telefonici____

Requisiti e prove di cui alle Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza
☐ Requisiti semplificati di cui all'Art. 35, comma 35.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07
☐ Requisiti di cui alla lettera A.1 delle *Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza*
☐ Requisiti di cui alla lettera A.2 delle *Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza*
☐ Prove di cui alla lettera A.3 delle *Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza*

(Qualora sia installata ex novo una PG conforme all'Allegato D della CEI 0-16, è sufficiente la sola prova 2 per attestare che il DG apra i suoi contatti entro i tempi massimi previsti, ovvero 200 ms; qualora siano installate ex novo sia PG conforme alla CEI 0-16 sia DG, è sufficiente la prova con pulsante di sgancio)

(Facoltativo e in alternativa fra loro)
☐ Disponibilità di *log* sulle protezioni generali.
☐ Disponibilità di *log* sul sistema SCADA che controlla da remoto le protezioni generali.

(Da compilare anche per utenti con i requisiti semplificati di cui all'Articolo 35, comma 35.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07, qualora sia presente un interruttore automatico[1])
La taratura delle protezioni generali è stata effettuata in accordo alle specifiche di taratura fornite dall'impresa distributrice __________________ in data ________ con lettera ___________________

Informazioni aggiuntive (non applicabili a utenti con i requisiti semplificati di cui all'Articolo 35, comma 35.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07):
☐ In presenza della sola prot. 51N: rispetto della lunghezza massima dei cavi MT (limite = ______ m)
☐ Potenza complessiva dei trasformatori contemporaneamente energizzati[2] : kVA
☐ Potenza complessiva dei trasformatori in parallelo[2] : kVA

Dati del personale tecnico che effettua la dichiarazione di adeguatezza
Nome e cognome________________________________Ditta________________________________

☐ Responsabile tecnico di cui alla deliberazione n. 333/07, Allegato A, comma 36.4, lettera a)
☐ Professionista di cui alla deliberazione n. 333/07, Allegato A, comma 36.4, lettera b)
☐ Responsabile dell'ufficio tecnico interno di impresa non installatrice di cui alla deliberazione n. 333/07, Allegato A, comma 36.4, lettera c)

Con la presente attesto sotto la mia responsabilità che quanto sopra dichiarato risponde al vero.

Data e luogo ________________ Firma e timbro ____

Dichiarazione del cliente
Con la presente dichiaro che non porrò alcun ostacolo a eventuali controlli da parte dell'impresa distributrice effettuati allo scopo di verificare l'effettiva adeguatezza degli impianti ai requisiti tecnici previsti, pena la revoca della presente dichiarazione.

Data e luogo_________________ Firma ____

[1] In questo caso (utente con i requisiti semplificati e presenza di un interruttore automatico) la sola regolazione da riportare è quella relativa alla protezione da cortocircuito, soglia I>>>)
[2] I limiti contenuti nella RTC si applicano solo a trasformatori aggiunti dopo il 1° settembre 2008

08A06038

ITALO ORMANNI, *direttore*

ALFONSO ANDRIANI, *redattore*
DELIA CHIARA, *vice redattore*

(G803183/1) Roma, 2008 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.